



UNIVERSIDAD CÉSAR VALLEJO

**FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
ESCUELA ACADÉMICO PROFESIONAL DE INGENIERÍA
MECÁNICA ELÉCTRICA**

Estudio de coordinación de aislamiento para implementar sistema de protección contra
sobretensiones atmosféricas en líneas de transmisión 1-6689/60 kv Sihuas – Pomabamba,
Ancash

TESIS PARA OBTENER EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

Ingeniero Mecánico Electricista

AUTORES:

Chero Nizama, Wilson Henry (ORCID:0000-0001-9103-4270)

Yacupaico Caruajulca, John Eiler (ORCID:0000-0003-2517-9927)

ASESOR:

Mg. Paredes Rosario, Raúl Rosalí (ORCID:0000-0002-3032-3527)

LÍNEA DE INVESTIGACIÓN:

Generación, Transmisión y Distribución

TRUJILLO – PERÚ

2020

DEDICATORIA

Dedico en primer lugar a Dios por permitirme llegar a este momento tan especial en mi vida, a mis padres quienes con su amor, paciencia y esfuerzo me han permitido llegar a cumplir hoy un sueño más, gracias por inculcar en mí el ejemplo de esfuerzo y valentía, de no temer a las adversidades.

A mi esposa por su apoyo incondicional que siempre me brinda para poder alcanzar nuevas metas, tanto profesionales como personales. A mi hijo que es el motor y motivo y mi fuente más pura de inspiración para alcanzar mis metas.

Yacupaico Caruajulca, John Eiler

AGRADECIMIENTO

Agradezco a Dios por darme salud y ser mi guía en el transcurso de mi vida y formación profesional, brindándome salud paciencia y sabiduría para poder culminar con éxito mis metas propuestas.

A mis padres Juan y Esmila por ser mi pilar fundamental y haberme apoyado incondicionalmente, pese a las adversidades e inconvenientes que se presentaron.

A mi esposa Vanessa por el apoyo brindado día a día para poder superarme por su paciencia sus consejos y sobre todo su amor.

A mi hijo Thiago porque es mi inspiración y fortaleza para salir adelante y poder cumplir todas mis metas trazadas.

A nuestro Asesor Raúl Paredes por brindarnos facilidades para desarrollar nuestro proyecto de tesis y poder hoy lograr culminar la carrera.

A mis padres Fidencio y Yolanda por su apoyo porque me inculcaron valores, me enseñaron que con esfuerzo todo se logra.

A mi esposa Hayde por su apoyo incondicional para poder superarme y poder lograr mis metas.

A mis hijos Benjy y Hiro porque son la razón de ser, son mi motivo de seguir adelante pese a las adversidades que se presenten siempre demostrarles que con esfuerzo y sacrificio se logran alcanzar las metas.

PÁGINA DEL JURADO

PÁGINA DEL JURADO

DECLARATORIA DE AUTENTICIDAD

DECLARATORIA DE AUTENTICIDAD

Los suscritos, **CHERO NIZAMA, WILSON HENRY** con DNI N. ° 18174990, **YACUPAICO CARUAJULCA, JOHN EILER** con DNI N. ° 74599433 a efecto de cumplir con las disposiciones vigentes consideradas en el Reglamento de Grados y Títulos de la Universidad César Vallejo, Facultad de Ingeniería, Escuela de Ingeniería mecánica eléctrica, declaro bajo juramento que toda la documentación que acompaño es veraz y auténtica.

Así mismo, declaro también bajo juramento que todos los datos e información que se presenta en la presente tesis son auténticos y veraces.

En tal sentido asumimos la responsabilidad que corresponda ante cualquier falsedad, ocultamiento u omisión tanto de los documentos como de información aportada por lo cual nos sometemos a lo dispuesto en las normas académicas de la Universidad César Vallejo.

Trujillo, Agosto del 2020



CHERO NIZAMA, WILSON HENRY



YACUPAICO CARUAJULCA, JOHN EILER

Índice

DEDICATORIA	ii
AGRADECIMIENTO	iii
PÁGINA DEL JURADO	iv
DECLARATORIA DE AUTENTICIDAD.....	v
ÍNDICE.....	vi
ÍNDICE DE FIGURAS.....	vii
ÍNDICE DE TABLAS	viii
RESUMEN.....	ix
ABSTRACT	x
I. INTRODUCCIÓN.....	1
II. MÉTODO	35
2.1 Tipo y diseño de investigación.....	36
2.2 Operacionalización de variables.....	37
2.3 Población y muestra	39
2.4 Técnicas e instrumentos de recolección de datos, validez y confiabilidad	39
2.5 Procedimiento	40
2.6 Métodos de análisis de datos.....	41
2.7 Aspectos éticos.....	41
III. RESULTADOS	42
IV. DISCUSIÓN	82
V. CONCLUSIONES.....	89
VI.RECOMENDACIONES	99
REFERENCIAS	101
ANEXOS.....	103

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Tasas de Fallas de transmisión de Hidrandina por fenómenos atmosféricos.....	5
Figura 2: Blindaje de una línea de transmisión mediante cable guarda	6
Figura 3: Relación entre el tipo de sobretensión, la duración y el valor máximo	16
Figura 4: Principio del cableado de los pararrayos	20
Figura 5: Partes de un tipo de pararrayos de ZnO utilizado en redes de 20Kv.	21
Figura 6: Descargador de sobretensión y capacitor de acoplamiento en una salida de línea de 132 kv de una subestación	22
Figura 7: Curvas de Sunde's.....	27
Figura 8: Ejecución de malla de puesta tierra en subestación	28
Figura 9: Instalación de electrodos según el tipo de terreno	29
Figura 10: Método para determinar y evaluar el estado de una malla de tierra	30
Figura 11 Resultados de análisis de línea de transmisión L1	47
Figura 12: Ubicación de las líneas del S.T. de Hidrandina	50
Figura 13: Equipo Telurómetro MI 3290	51
Figura 14: Método de Wenner, resistividad del terreno.	54
Figura 15: Método de Impedancia de Impulso	56
Figura 16: Gráfico Comparativo de Puesta a Tierra de 10 Ohmios	62
Figura 17: Gráfico comparativo de Puesta a Tierra de 5 Ohmios	63
Figura 18: Parámetros eléctricos en 325 kV y en 202.9 kV del sistema de protección contra sobretensiones por descargas atmosféricas.....	70
Figura 19: Vista de la sección transversal del Contrapeso	78
Figura 20: Cimentación para absorbedor de descarga.....	78
Figura 21: Resumen de resistividad para LT 60 kv	80
Figura 22: Rango para Puesta a Tierra Capacitiva	80

ÍNDICE TABLAS

Tabla 1: Tasas de Fallas de transmisión de Hidrandina por fenómenos atmosféricos	14
Tabla 2: Nivel de tensión de las líneas de transmisión en el Perú.....	14
Tabla 3: Factores que influyen que sobretensiones temporales	15
Tabla 4: Factores que influyen en sobretensiones de frente lento	15
Tabla 5: Tipos de sobretensión de frente rápido.....	16
Tabla 6: Factores que intervienen un sistema de puesta a tierra.	26
Tabla 7: Factores de Estimación de riesgo.	26
Tabla 8: Operacionalización de variables.....	39
Tabla 9: Técnicas e Instrumentos.	40
Tabla 10: Número de aisladores por contaminación	44
Tabla 11: Numero de Aisladores en una LT de 60 kv.....	45
Tabla 12: Cantidad y ubicación de los drenadores	49
Tabla 13: Datos del equipo Telurómetro utilizado en las mediciones	51
Tabla 14: Mediciones en la Línea 6689, Sihuas Pomabamba	57
Tabla 15: Resistividad y resistencia de puesta a tierra en línea 60 Kv.....	58
Tabla 16: Resistividad y resistencia de puesta a tierra línea L 6689 de 60 kv	60
Tabla 17: Resumen de resistividad para LT 60 kV	61
Tabla 18: Rango para Puesta a Tierra Capacitiva.....	61
Tabla 19: Características que debe tener el pararrayo	68
Tabla 20: Cuadro de cortocircuito en el año 2038.....	73
Tabla 21: Proyección de corto circuito para el año 2038.	73
Tabla 22: Diseño de PAT tipo contrapeso simple (CS)	75
Tabla 23: Diseño de PAT tipo contrapeso Doble (CD).....	76
Tabla 24: Diseño de PAT tipo contrapeso simple en suelo artificial (CSSA).....	76
Tabla 25: Diseño de PAT tipo contrapeso doble en suelo artificial (CDSA).....	77
Tabla 26: Sobretensión de impulso	90
Tabla 27: Cantidad y ubicación de los drenadores	91

RESUMEN

En el siguiente estudio de coordinación e implementación en la línea de transmisión 1-6689/60kv, Sihuas – Pomabamba perteneciente a la empresa Hidrandina S.A, cuya problemática radica en afectación por sobretensiones, principalmente de origen atmosférico, el cual se acentúa en zonas agrestes alto andinas construidas por la institución encargada de proyectos que en este caso es el Ministerio de Energía y Minas (dep-mem) y transferidas a Hidrandina, las cuales se han ejecutado con las limitaciones propias de los proyectos rurales. En consecuencia, no se cuenta con el correspondiente estudio de coordinación de aislamiento que permita una evaluación e implementación con materiales adecuados o nuevas tecnologías para disminuir significativamente las desconexiones por descargas de origen atmosférico.

Con el fin de minimizar las desconexiones, el presente trabajo, propone realizar un “Estudio de coordinación de aislamiento para implementar sistema de protección contra sobretensiones atmosféricas en línea de transmisión 1-6689/60 kv Sihuas – Pomabamba, Ancash” con el objetivo de disminuir la tasa de interrupciones, así como para salvaguardar el aislamiento del degradamiento acelerado ocasionado por estos fenómenos.

El proyecto está conformado por los siguientes sistemas de protección:

- Drenadores de sobretensión por dispersión para 60kv.
- Puestas a tierra capacitiva mayor a 15 milifaradios
- Puestas a tierra resistivas menor a 5 ohmios.
- Pararrayos de línea de 60kv.

Estos sistemas de protección mitigaran las sobretensiones que se originan por descargas atmosféricas y aumentarán la confiabilidad y calidad del servicio eléctrico de la provincia de Sihuas y Pomabamba.

Palabras clave: Confiabilidad, sobretensiones, coordinación de aislamiento.

ABSTRACT

In the following coordination and implementation study the transmission line I-6689 / 60kv, Sihuas - Pomabamba belonging to the company Hidrandina sa, whose problem lies in affectation by overvoltages, mainly of atmospheric origin, which is accentuated in high Andean wilderness areas built by the institution in charge of projects, which in this case is the ministry of energy and mines (dep-mem) and transferred to Hidrandina, which have been executed with the limitations of rural projects. Consequently, there is no corresponding isolation coordination study that allows an evaluation and implementation with adequate materials or new technologies to significantly reduce disconnections due to atmospheric discharges.

For this purpose, an "isolation coordination study is required to implement a protection system against atmospheric surges in transmission line I-6689/60 kv Sihuas - Pomabamba, Ancash" in order to reduce the interruption rate, as well as to safeguard the isolation of the accelerated degradation caused by these phenomena.

The project is made up of the following protection systems:

- Dispersion of dispersion overvoltage for 60kv.
- Capacitive grounding greater than 15 millifarads
- Resistive grounding less than 5 ohms.
- 60kv line lightning conductor.

These protection systems will mitigate the surges that are caused by atmospheric discharges, increasing the reliability and quality of the electrical service of the province of Sihuas and Pomabamba.

Keywords: reliability, overvoltages, insulation coordination.

I. INTRODUCCIÓN

1.1 Realidad Problemática

Europa es uno de los continentes donde hay un menor número de interrupciones de corte de fluido eléctrico en comparación a los países de Latinoamérica. Pero de igual forma se plantean muchas hipótesis acerca de los métodos de protección ante descargas atmosféricas (LOPEZ, 2010).

En Norteamérica, según Brozzio, en su trabajo de pararrayos no convencionales; la línea de transmisión e instalaciones de una red de potencia, se rigen según norma, ANSI/NFPA 78-1989. La técnica que se utiliza para analizar las descargas de origen atmosférico es la de Golde R.H. conocida como el método de la esfera giratoria (BRIOZZO, y otros, 2008).

Para poder determinar la distancia de protección en los pararrayos, el equipo que se encuentra en dicha zona de protección debe ser conectado en su misma red de tierras para que haya diferencia de potencial en los puntos del sistema (BRIOZZO, y otros, 2008).

La protección de los sistemas ante las descargas atmosféricas en la línea de transmisión se logra de manera eficiente cuando se tiene en consideración el hilo de puesta tierra que va en la línea. Así como también los árboles altos que están cerca de la línea de transmisión cumplen un rol muy importante, ya que esto hace que protejan a la línea ante las descargas atmosféricas, (BRIOZZO, y otros, 2008).

En Latinoamérica es donde mayor incidencia de descargas atmosféricas caen sobre las líneas de transmisión, provocando desconexiones no programadas, a un 45 a 80 % del total de evasión en la línea de alta tensión la cual no se encuentra planificada. La seguridad de las líneas contra salidas eventuales se vuelve con el transcurrir el tiempo una obligación, y cada vez más persistente para obtener una mejora del servicio en los sistemas. Las salidas de líneas de se producen cuando la descarga atmosférica cae directamente a la estructura o cable de guarda, y la corriente de propulsión que transita por la torre, en ciertas condiciones, producen un incremento del potencial que ingresan a la torre y fases, y se excede los máximos niveles de tensión en los aisladores, produciendo cortocircuito en los aislantes de fase y tierra donde empiezan a actuar los sistemas de protección haciendo que la línea no caiga, también influye bastante la resistencia de sus suelos; si es elevada ocasiona salidas de redes de tensiones mucho más altas de lo permitido de acuerdo a los estándares.

En Colombia Brasil y Venezuela, la instalación de blindajes en la línea, drenadores, sistema de puesta tierra ya se capacitivos y resistivos es tomada como una medida para q el rendimiento sea más eficaz.

En Latinoamérica los estudios que se realizan para implementar sistemas de protección se basa o tiene relación a los costos de beneficio por servicio, evitando multas y sanciones por parte de la empresa ejecuta el proyecto

En el Perú existen concesionarias de red de energía que fabrican y ejecutan proyectos en líneas de transmisión de alto voltaje en gran parte del país, también pueden estar asociadas con empresas extranjeras, de Colombia, Argentina, por ejemplo, como la colombiana interconexión eléctrica S.A.(ISA) con sede en Lima desde 2002 que fue creada luego de ganar una adjudicación por concesión por 30 años para administrar las líneas de transmisión. Hoy en día se tienen sistemas de protección de doble blindaje y descargadores o pararrayos de línea en las zonas alto andinas. dando mayor seguridad y confiabilidad al sistema interconectado.

Para el año 2017, se determinaron en el país 37 sistemas de transmisión críticos, conformados por 59 líneas de transmisión y 28 transformadores de potencia críticos:

- De las 59 líneas de transmisión críticas, 37 excedieron las tolerancias establecidas tanto de INDISL como del TFL, 7 líneas congestionadas, 10 líneas a punto de congestionarse, 1 línea tanto por excedencia de la tolerancia de INDISL como a punto de congestionarse y 4 líneas por formar parte de una radial crítica.
- De los 28 transformadores críticos, 15 excedieron las tolerancias establecidas tanto de INDISE como del TFC, 2 transformadores sobrecargados, 9 transformadores a punto de sobrecargarse y 2 transformadores tanto por excedencia de tolerancia TFC como a punto de sobrecargarse.

Las causas predominantes que provocaron las desconexiones en las instalaciones de transmisión críticos 2017 fueron principalmente debidas a descargas atmosféricas en líneas de transmisión y a punto de sobrecargarse en transformadores de potencia.

La empresa de distribución de energía eléctrica, Hidrandina S.A. en su concesión cuenta con 1,440.6 km de línea de transmisión y 45 suministradores eléctricos de potencia, 881.24 km son líneas de transmisión con recorrido por zonas alto andinas y 17 subestaciones se localizan en dicha geografía (también existe equipamiento de Hidrandina en 04 subestaciones particulares); su problemática radica en afectación por sobretensiones, en principal de origen atmosférico, el cual se acentúa en zonas agrestes alto andinas construidas por la Dirección Ejecutiva de Proyectos del Ministerio de Energía y Minas (DEP-MEM) y transferidas a Hidrandina, ejecutadas con las limitaciones propias de los proyectos rurales.

En la línea de Transmisión en 60 kV Sihuas– Pomabamba (L-6689) no se cuenta con el estudio de coordinación de aislamiento para evaluar e implementar con materiales adecuados o nuevas tecnologías para disminuir significativamente las desconexiones por descargas de origen atmosférico, tan peligrosas y dañinas.

La línea de transmisión es una línea que está constituida por estructuras metálicas auto soportadas de celosía, con longitud de 35,15 km. El conductor es de aleación de aluminio AAAC con sección 120 mm² para altitudes de 2779 - 3939 m.s.n.m.

Para proteger estas líneas ante descargas atmosféricas se ha instalado un (1) cable de guarda de Aluminio ACSR y nueve (9) pararrayos de línea en las estructuras E-019, E-049 y E-064. Los aisladores son de material polimérico.

Se plantea realizar el estudio de sistema de protección contra sobretensiones de origen atmosférico en la Línea de Transmisión L-6689/60kv Sihuas-Pomabamba, en Ancash; para reducir o eliminar la tasa de interrupciones, que ocasionan las sobretensiones de descargas atmosféricas, y reducir las pérdidas económicas por menores ventas de EE y multas por intermitencia de suministro de energía eléctrica.

N° LL.TT	Línea de Transmision	Longitud (km)	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Total	sal/100kmaño
L-6042	L. GALLITO CIEGO - TEMBLADERA	16.68									0	0.00
L-6044	L.CHILETE - CAJAMARCA	38.41									-	-
L-6045	L. CAJAMARCA - GALLITO CIEGO	94.45	1	1		5			2		9	1.27
L-6046	L. CAJAMARCA - CAJAMARCA NORTE	24.50			1	2	3	1	1		8	4.35
L-6047	L. CAJAMARCA - SAN MARCOS	45.37	4	4	2	11	3	6	5	1	36	10.58
L-6048	L.SAN MARCOS - CAJABAMBA	33.45	2			2	2	2		3	11	4.38
L-6049	L.CAJAMARCA - CELENDIN	59.45	6	9	10	4	8	2	1	3	43	9.64
L-6678	L.HUALLANCA - SANTA CRUZ	14.40					1	1			2	1.85
L-6679	L.CARAZ - CARHUAZ	32.90	3		2				1	4	10	4.05
L-6681	L. HUARAZ - TICAPAMPA	30.00	4	1	3	3	4	4	6	2	27	12.00
L-6682	L. HUALLANCA - LA PAMPA	25.56	3	2		1		2		1	9	4.69
L-6683	L. LA PAMPA - PALLASCA	56.30	2	4	2	2	2	4			16	3.79
L-6684	L. CARAZ - HUARAZ	62.00	3	4	6	6	3				22	7.10
L-6689	L.SIHUAS - POMABAMBA	35.15	3	5	8	5	4	6	5	2	38	14.41
L-6690	L. CARAZ - SANTA CRUZ	19.50			1				1	2	4	2.74
L-6693	L.POMABAMBA - HUARI	74.18		1	1	6	8	1	9	4	30	5.39
L-1115	L. TRUJILLO NORTE - MOTIL	26.85	3		2	1	1	2		1	10	4.97
L-1131	L. HUALLANCA - KIMAN AYLLU (Santa Cruz)	6.09						1			1	2.19
L-1132	L. KIMAN AYLLU (Santa Cruz) - SIHUAS	46.61	3	2	1	5	3	8	3	7	32	9.15
L-1133	L. SIHUAS - TAYABAMBA	53.99			1	1	1		2	7	12	2.96

Figura 1: Tasas de Fallas de transmisión de Hidrandina por fenómenos atmosféricos. Fuente: Hidrandina

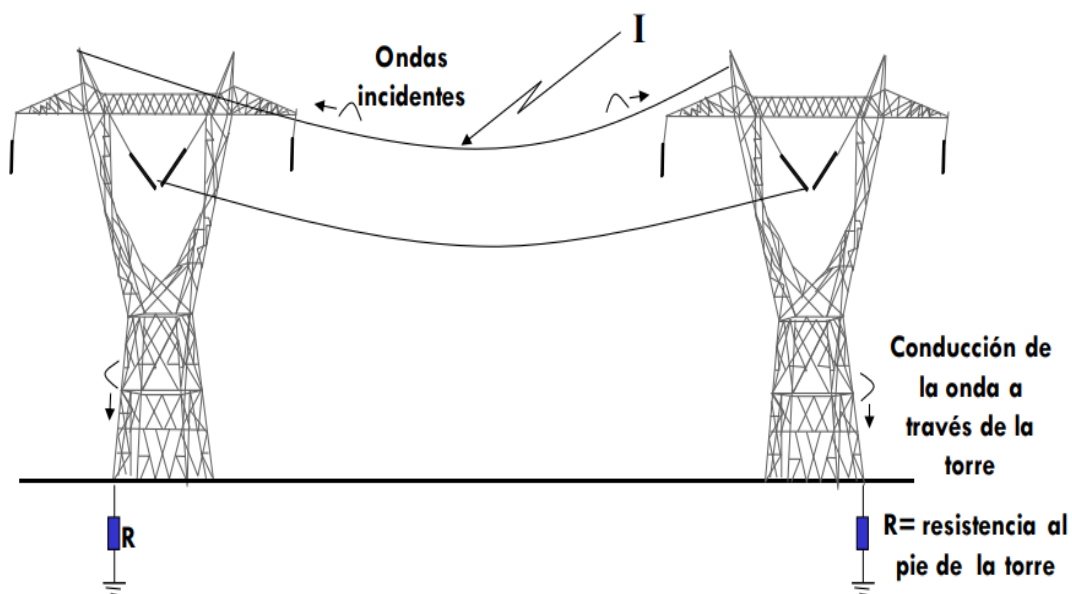
Se observa la frecuencia de fallas por descargas atmosféricas, en la línea de transmisión con su longitud, en el período 2010 a 2017, con el número de salidas de suministro por cada 100 km por año de operación. Interesa la línea Sihuas -Pomabamba

1.2 Trabajos previos

Con respecto al blindaje en las líneas de protección, se encontró una tesis en la cual el autor determina la importancia y eficacia cuando las líneas de transmisión son blindadas con cables guarda, las cuales se instalan según el diseño de las torres y /o estructuras de soporte, este sistema conlleva a reducir las interrupciones por descargas atmosféricas (DUARTE, 2010).

El cable guarda va instalado en las puntas de las torres, de manera que está instalada en paralelo por encima de los conductores logrando atraer las descargas atmosféricas ya que cumple la función de un pararrayo convencional protegiendo a los conductores y estructuras, cabe precisar que este cable guarda está aterrado en todas las estructuras y en subestaciones de potencia de salida y llega de la línea de transmisión, (DUARTE, 2010).

Figura 2: Blindaje de una línea de transmisión mediante cable guarda



En la figura 2: El autor muestra la importancia del blindaje para los conductores, estructuras y componentes. el cable guarda cumple la función de atraer el rayo y drenarlo mediante la torre hacia tierra. En su estudio el autor no toma en cuenta la distancia de

vanos de gran longitud, y como consecuencia ya no blindaría a los conductores, produciendo una sobretensión sobre los conductores.

En este estudio (SALINAS, 2012), determina que el nivel de fallas que se presenta en las líneas de transmisión es muy alto, que generalmente se produce por impactos de rayos. En muchos casos las líneas están conectadas con cables de guarda. las deficiencias más comunes son producto a descargas de origen atmosférico, así como también por arco inverso, que son principalmente generadas por nivel alto de potencial en la torre que es inducida por la corriente del rayo que circula en la estructura, la cual es drenada por la vía de la resistencia de puesta a tierra.

El objetivo principal de este acontecimiento, es determinar el valor de diseño de la resistencia de puesta a tierra a pie de torre en líneas de transmisión de alta tensión, con el fin de disminuir la tasa de fallas originadas por arco inverso, como parte de la coordinación de aislamiento.

La investigación consistió en realizar una búsqueda bibliográfica especializada, que permita implementar un método de cálculo de la tasa de fallas producida por arco inverso en función del valor de la resistencia de puesta a tierra.

El método fue desarrollado en VBA (Visual Basic for Applications), lenguaje de macros de Microsoft Excel.

Los resultados obtenidos con la ayuda del programa paso por una comparación con datos de operación reales de líneas de transmisión, obteniendo resultados aceptables.

Además, se analizaron otros métodos para obtener un desempeño eficiente de una línea de transmisión con respecto al impacto de rayos, se determinó también un caso de estudio para una línea de transmisión de 345 kV ubicada en zonas cordilleranas altiplánicas del norte de Chile.

Como resultado, se logró corroborar que el programa que calcula la tasa de fallas producidas por arco inverso, es el que más se adecua para dar una estimación del valor de la resistencia de puesta a tierra, con el propósito de obtener un desempeño de mejor aceptación para la aislación de una línea en relación al fenómeno de arco inverso.

Como trabajo futuro se podrían desarrollar mejoras al programa, ya sea incorporando más variables.

En un estudio realizado por (RUIZ, 2015), propone que la instalación de sistemas de puesta a tierra, apantallamientos, aislamiento, protectores contra sobretensiones; reduce el porcentaje o margen de error de desconexiones de origen atmosférico en las líneas de transmisión evitando así las desconexiones o corte luido eléctrico. De los diferentes sistemas de protección que existen, las normativas internacionales que contemplan con este sistema únicamente son tres, de los cuales han sido validados por medio de la experiencia de campo acumulada o por medio de la “tradición”. Una gran parte de autores han hecho público que todos ellos presentan una serie de limitaciones y falta de fundamentación física.

Aunque existen otros modelos de protección que se encuentran mejor fundamentados incluso mejores que los que se utilizan en la actualidad, que cumplen con las normas establecidas, como EL LEADER INCEPTION MODEL, COLLECTION VOLUMEN MODEL, etc., algunas normativas no los reconocen, como lo son: IEC 62305 y IEC 62561, por lo que su aplicación no está regulada.

Una forma de perfeccionar los modelos normativos, consiste en desarrollar métodos compatibles, de forma que adicione información que permita la implementación de un diseño conforme a la normativa vigente, pero que a su vez sean óptimos a base de un criterio objetivo, como por ejemplo analizar la probabilidad de impacto en cada punto de la estructura a proteger.

El autor se basa en un sistema de protección de puestas atierra tipo contrapeso con conductores de cobre sobre un suelo artificial, así mismo concluye que también influye el aislamiento (cadenas de aisladores) las cuales deben estar bien dimensionadas para el nivel de voltaje que se requiera.

En su estudio sobre puestas a tierra (ECHEVERRIA, 2012), determina que la aplicación de puesta a tierra ante caída de los rayos, es eficaz en los sistemas eléctricos, principalmente en las líneas de transmisión. para esto selecciona un modelo para obtener la impedancia estática y el impulso que corresponde a una respuesta transitoria. Mediante simulaciones en régimen transitorio, utilizando del programa ATP.

El autor realizó, simulaciones en un programa software en el cual ingreso un sistema de protección consistente en pararrayos de línea y puestas a tierra, logrando confirmar resultados favorables. Confirmando así que al instalar pararrayos de líneas y un buen sistema de puestas a tierra, reduciría totalmente las desconexiones por descargas atmosféricas.

En esta investigación (LUJAN, 2018), confirma que los sistemas de transferencia de carga con los que se impide la formación del rayo sobre la instalación que se quiere proteger cambiando las condiciones eléctricas de la atmosfera reduce el nivel de interrupciones que afectan a la población.

El autor se basa en un principio de pararrayos tradicionales como son las puntas Franklin o tetra puntales, este sistema es muy antiguo y eficaz para antenas y edificios los cuales superan una altura superior a los 50 metros, pero en líneas de transmisión la mayoría son estándar inferior a los 50 metros.

Este trabajo nos sirve como base para poder analizar y comparar como actúan los pararrayos de línea.

En su artículo publicado (LEON, 2012), nos muestra la importancia que tiene el diseño de las líneas de transmisión frente a las descargas de origen atmosférico. Los aisladores de la línea de transmisión son diseñados para que soporte sobre voltaje interno. Ya sea por sobre voltajes por maniobra o por baja frecuencia, y nos detalla que todo sobre voltaje extremo o impulso de voltaje se ocasiona por descargas atmosféricas.

El autor concluye que el aislamiento (cadenas de aisladores) instaladas en toda línea de transmisión deben tener un estudio de concordancia, según el voltaje que trabaje.

En su trabajo de investigación (AQUINO, y otros), indican que la magnitud de la sobretensión temporal de fase a tierra, tiene un valor de 15.5 kV analiza también que es conveniente utilizar apartarrayos con tensión nominal de 21 kV, al utilizar a tensión nominal de 18 kV se obtiene un nivel de probabilidad muy alta de deteriorarse prematuramente o funcione de manera deficiente dentro de la red estudiada, mientras que uno de 24 kV su nivel de protección es menor.

También señalan que las sobretensiones por maniobra más exigente en la red, se deben principalmente a conexiones de bancos de capacitores dentro de las subestaciones de potencia. Estos valores alcanzan hasta 35 kVp de fase a tierra, por lo que teniendo solo la restricción de las sobretensiones por maniobra pueden ser utilizados apartarrayos con tensiones nominales de 18, 21 o 24 kV.

Muestra que la instalación de apartarrayos con tensiones nominales de 18, 21 o 24 kV cumplen con limitar las sobretensiones de hasta 39 MVp que son generadas por descargas atmosféricas directamente a los conductores de fase, obteniendo una reducción valores del orden de 39 kVp.

Informan que la protección tenga un nivel de eficiencia alto el espacio o distancia entre apartarrayos sobre la línea no debe ser mayor a 244 m, teniendo en cuenta la incidencia de un rayo con magnitud de -2 kAp con una probabilidad de presencia del 99.8%.

Menciona que las descargas de origen atmosférico situadas directamente sobre el hilo de guarda menores a 26 kAp sugieren no instalar apartarrayos en la línea si la resistencia de aterramiento es menor a $10\ \Omega$ pues las magnitudes de las sobretensiones son menores a 265 kVp. También señalan que el flameo inverso no representa problema una vez que la onda ha recorrido 100 m sobre la línea.

Establecen que la selección del apartarrayos con $U_n = 21\text{ kV}$ es el adecuado para limitar las sobretensiones por descargas indirectas en redes urbanas de 23 kV.

En un trabajo de investigación (VASQUEZ , y otros, 2004), propusieron alternativas de solución para disminuir el corte del servicio eléctrico frente a descargas de origen atmosférico, para esto los autores establecieron criterios y parámetros para el uso adecuado de los métodos de sobre aislamiento y descargadores. la cual constituyen medios de protección eficaces contra descargas atmosféricas en líneas de distribución. Ponen en evidencia la necesidad de dar

protección a las líneas de distribución de energía eléctrica de Barquisimeto y Cabudare contra descargas de origen atmosférico.

Confirman que el al usar descargadores de sobretensión distribuidos con resistencia a tierra inferior a 7, son una buena alternativa de orden práctico, factible para proteger las líneas de distribución de energía eléctrica contra descargas de origen atmosférico.

En este trabajo de investigación (MORALES, y otros, 2013), muestran que es determinante la selección de Vps de los pararrayos así como también su capacidad de absorción de energía; a menor nivel de protección se necesita que la capacidad de absorción sea mayor.

Señalan también que los pararrayos poliméricos con revestimiento (silicona) su desempeño eléctrico es el mismo que los de revestimiento de porcelana, pero las características mecánicas son superiores.

Indican que para sistemas del Rango II el nivel de aislamiento está definido solo para impulsos de maniobra e impulsos atmosféricos, donde se convierte las V_{rw} temporales a tensiones de maniobra equivalentes (SIW) y corroboran que las cubiertas estén totalmente instaladas con el aislamiento seleccionado.

Establecen que, para sobretensiones de maniobra es importante considerar la distancia de separación entre equipos. el pararrayos no influye debido a su frente de onda por que no cuenta con un buen escarpado. para sobretensiones de frente rápido, se considera que la distancia de alejamiento o separación entre el equipo y el pararrayos produce acontecimientos que aumentan la tensión que se produce sobre el equipo, obteniendo como resultados bajos niveles de aislamiento para los equipos directamente protegidos y mayores niveles para el resto de equipos.

Deduce que la limitación ambiental al sitio de ubicación de la S/E Pifo tienen un impacto de afectación al resultado del nivel de aislamiento externo.

Señala que el nivel de aislamiento determinado en el presente estudio es un resultado conservador que garantizará que las fallas de aislamiento en la subestación no se den de forma continua.

En un trabajo de investigación (GUEVARA, y otros, 2013), muestra las bondades de blindar las líneas de distribución en lugares donde económicamente sean factibles, ya que se tendría que invertir en la instalación del hilo de guarda y en el aterrizamiento de los postes.

No recomiendan el blindaje en zonas urbanas, donde las líneas de distribución son malladas y se tienen estructuras más altas que los postes y sobretodo, se tienen conectados una gran cantidad de apartarrayos en los transformadores de distribución. En cambio, en zonas rurales, donde las líneas de distribución son radiales y de larga distancia, la salida de la línea de distribución por una descarga atmosférica es más probable que suceda si se tiene un alto nivel isoceraúnico o se encuentran en zonas de alta contaminación.

Establecen que el blindaje puede reducir la sobretensión entre 49% a 74% y una reducción significativa de las corrientes de descarga de los apartarrayos, dando como resultado un mayor tiempo de vida de estos dispositivos de protección, existiendo una menor probabilidad de una salida en la línea de distribución por el flameo de los aisladores o entre conductores de fase.

Determina la factibilidad económica se sustenta en disminuir los costos de mantenimiento de las líneas de distribución en zonas rurales con alta contaminación y alejada de las zonas rurales con la inversión de la instalación de los hilos de guarda.

1.3. Teorías relacionadas al tema

Descarga Eléctrica Atmosférica

Una descarga eléctrica conocida como rayo es una manifestación que se origina por dos cargas de un mismo campo eléctrico dados entre la tierra y la nube y muchas veces entre nubes, ocasionando principalmente sobretensión en las líneas de transmisión y a su vez causan daños que muchas veces traen consigo pérdidas humanas, así como daños materiales (León, G. 2006).

1.3.1. Características De Las Descargas Atmosféricas

Los rayos alcanzan intensidades de 200KA y 500KA, disipando energía por el canal de descarga de 105 J/m. no es rentable proteger una instalación contra la caída de descarga atmosférica, pero si es rentable proteger instalaciones contra los efectos del 95% de los rayos y contra sus efectos que se consideran en voltajes mayores a 5KV y corrientes de 6KA (AGUIRRE, y otros, 2012)

1.3.2. Teoría de Franklin

Benjamín Franklin fue el primero en descubrir que la altura es un elemento importante para la fabricación de pararrayos. El rango de captación de un pararrayo es la distancia sobre la cual un pararrayo sencillo de manera vertical está a una altura dada sobre un plano limpio, esto atrae una descarga atmosférica ,también menciona que los equipos pararrayos son equipos fundamentales para seguridad de estructuras que a su vez actúa indirectamente como una medida de proteccion para las personas (AGUIRRE, y otros, 2012).

1.3.3. Línea De Transmisión

Es básicamente el circuito en forma de infraestructura o medio físico mediante el cual hay conducción de energía eléctrica en alta tensión a grandes distancias.

Está incluido tanto por el elemento conductor que usualmente son cables de cobre o aluminio, como por sus componentes de soporte en las torres de alta tensión, y sus elementos de protección (BUSTILLOS, y otros, 2015).

Tabla 1: Tasas de Fallas de transmisión de Hidrandina por fenómenos atmosféricos

En la Tabla 1 se muestran los niveles de alta tensión normados en Perú.

33Kv	34.5Kv	60Kv	66Kv	138Kv	220Kv	500Kv
-------------	---------------	-------------	-------------	--------------	--------------	--------------

1.3.5 Sobretensión En Líneas De Transmisión

1.3.5.1 Sobretensión temporal:

La sobretensión temporal es el incremento de tensión de alimentación, y su periodo de durabilidad es más prolongada que la frecuencia del sistema, y se caracteriza por su duración y amplitud (AGUIRRE, y otros, 2012).

Tabla 2: Nivel de tensión de las líneas de transmisión en el Perú.

La particularidad de las sobretensiones temporales se tienen que estimar en la selección de apartarrayos.	La reiteración de los picos continuos de sobretensiones y su polaridad de (STA), para facilitar la determinación del diseño de aislamiento interno de los equipos como también las superficies externas que están expuestas a contaminación.
---	--

Fuente: Elaboración propia.

En la figura nro. 2 se presenta la necesidad de tener en cuenta la frecuencia de picos continuos de sobretensiones, así como su polaridad, para establecer con mayor seguridad el diseño de aislamiento interno de equipos y superficies que están expuestas a diversos modos de contaminación.

1.3.5.2 Sobretensión Transitoria:

Según la norma UNE-EN 50160 la sobretensión transitoria como una sobretensión oscilatoria o no oscilatoria de corta duración es amortiguada y que tiene un tiempo de duración como máximo determinados milisegundos.

1.3.5.3 Sobretensiones temporales:

Las sobretensiones de frente lento tienen frentes de duración desde algunas decenas de microsegundos hasta miles de microsegundos y su propagación del mismo orden (GRIJALVA, 2014 pág. 14)

Tabla 3: Factores que influyen que sobretensiones temporales

Cierres de las líneas.	Fallas y despejar fallas.	Desconexión de corrientes inductivas y capacitivas.	Perdidas de cargas.	Coincidencia de descargas atmosféricas en las líneas aéreas.
------------------------	---------------------------	---	---------------------	--

En la tabla nro. 3 se muestran los factores que pueden conllevar a producir sobretensiones temporales, que pueden dañar las instalaciones y que deben ser tomadas en cuenta al momento de definir el modelo final de protección contra sobre descargas atmosféricas.

1.3.5.4 Sobretensión de Frente lento:

Son generalmente las, que tienen un tiempo de duración muy corta y son fuertemente amortiguadas y presentan frecuencias que varían desde 2 a 20 kHz.

Tabla 4: Factores que influyen en sobretensiones de frente lento.

Energiza y realimenta la línea.	Presencia de cortocircuitos y elimina cortocircuitos.	Maniobras con corrientes Inductivas y capacitivas.	Perdidas imprevistas de carga.
---------------------------------	---	--	--------------------------------

En la tabla nro. 4 se muestran los factores que pueden conllevar a producir sobretensiones de frente lento, que pueden incidir negativamente en la operatividad o dañar las líneas de transmisión y que deben ser tomadas en cuenta al momento de definir el modelo final de protección contra sobre descargas atmosféricas.

1.5.5.5 Sobretensión de Frente Rápido:

Son sobretensiones que tienen un tiempo de duración muy corta y una amplitud muy por encima a la de la tensión nominal, este tipo de sobretensiones tienen un alto

nivel de peligrosidad cuando la corriente que se corta es inductiva o capacitiva. La amplitud, frecuencia y duración de amortiguamiento de este régimen transitorio , necesita que las características de la red , características mecánicas y dieléctricas de los aparatos de corte cumplan los estándares para obtener un trabajo eficiente en la red . (GRIJALVA, 2014 pág. 15).

Al interrumpir una corriente, el arco eléctrico se establece entre los bornes del aparato de corte. El arco eléctrico conductor tiene tendencia a mantenerse por el fenómeno de ionización del dieléctrico provocado por la energía disipada en la resistencia del arco (GRIJALVA, 2014 pág. 15).

Tabla 5:Tipos de sobretensión de frente rápido.

Sobretensiones por rayos en líneas aéreas	Sobretensiones por rayos en estaciones receptoras	Maniobras y cortocircuitos
---	---	----------------------------

En la tabla nro. 5 se presentan los orígenes de sobretensión de frente rápido: por rayos en líneas aéreas, por rayos en estaciones receptoras, la temperatura pico de un rayo obtener o sobrepasar valores superiores a 30.000 °C con un tiempo de duración de una millonésima de segundo y por maniobras y cortocircuitos, las sobretensiones transitorias en la red aparecen cuando la maniobra de conexión o de conexión de receptores sobrepasa el tiempo límite de duración.

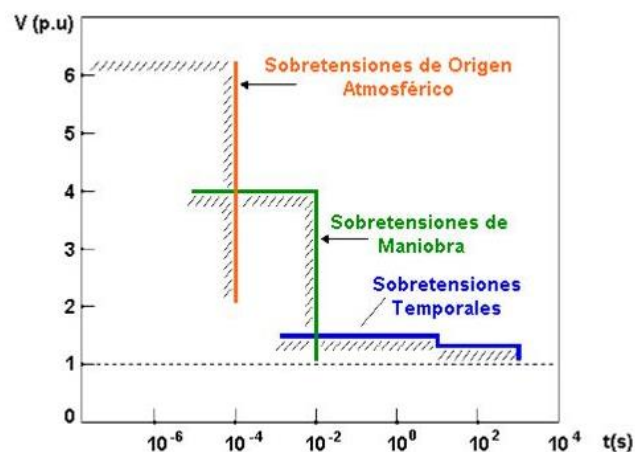


Figura 3: Relación entre el tipo de sobretensión, la duración y el valor máximo.

1.5.5.6 Parámetros eléctricos

1.5.5.6.1 Inductancia

Es una propiedad la cual produce una fuerza electromotriz donde hay un cambio de corriente donde la oposición de un elemento conductor a cambios en la corriente que circula a través de ella. (Hernández, M.2014).

$$\text{Inductancia de una bobina: } L = \frac{\Phi N}{I} \quad (1)$$

Donde:

- L : Inductancia [H].
- Φ Flujo Magnético [Wb].
- I : Intensidad De Corriente Eléctrica [A]
- N : Numero De Bobinas Del Devanado

1.5.5.6.2 Capacitancia

Es la propiedad de los cuerpos que mantiene las cargas eléctricas, también se define como una medida de proporción de energía eléctrica almacenada, para crear un diferencial de potencial eléctrico. (Hernández, M.2014).

$$\text{Capacidad de un condensador: } C = \frac{Q}{V} \dots \dots \dots (2)$$

Donde:

- C : Capacitancia
- Q : Carga Eléctrica Almacenada [Coulomb]
- V : Diferencia De Potencial [V]

1.5.5.6.3 Resistencia:

Es la propiedad de los cuerpos que es dependiente de los materiales para regular la circulación de corriente eléctrica. (Hernández, M.2014).

$$\text{Resistencia óhmica de un conductor: } R = \rho \frac{L}{A} = \frac{V}{I} \dots \dots (3)$$

Donde:

- ρ : coeficiente de proporcionalidad
- L : longitud del conductor
- A : área transversal

1.5.5.6.4 Conductancia:

Es lo opuesto a la resistencia cuando se tiene mayor conductancia la resistencia obtenida disminuye o contrariamente, por lo que ambas son inversamente proporcionales. (Hernández, M.2014).

$$\text{Conductancia de un conductor eléctrico: } G = \frac{1}{R} = \frac{I}{V} \dots \dots (4)$$

Donde:

- G : conductancia
- R : resistencia [ohmios]
- I : corriente [A]
- V : voltaje [V]

1.5.5.6.5 Impedancia:

Es una medida de autoinducción al flujo que presenta un circuito a una corriente cuando se aplica una tensión. Que viene a ser la oposición de paso de corriente que incluye la resistencia (Hernández, M.2014).

$$Z = \frac{V}{I} \dots \dots (5)$$

Donde:

- Z : impedancia
- V : voltaje [V]
- I : corriente [A]

1.5.6 Sistemas De Protección Contra Descargas Atmosféricas (SPDA)

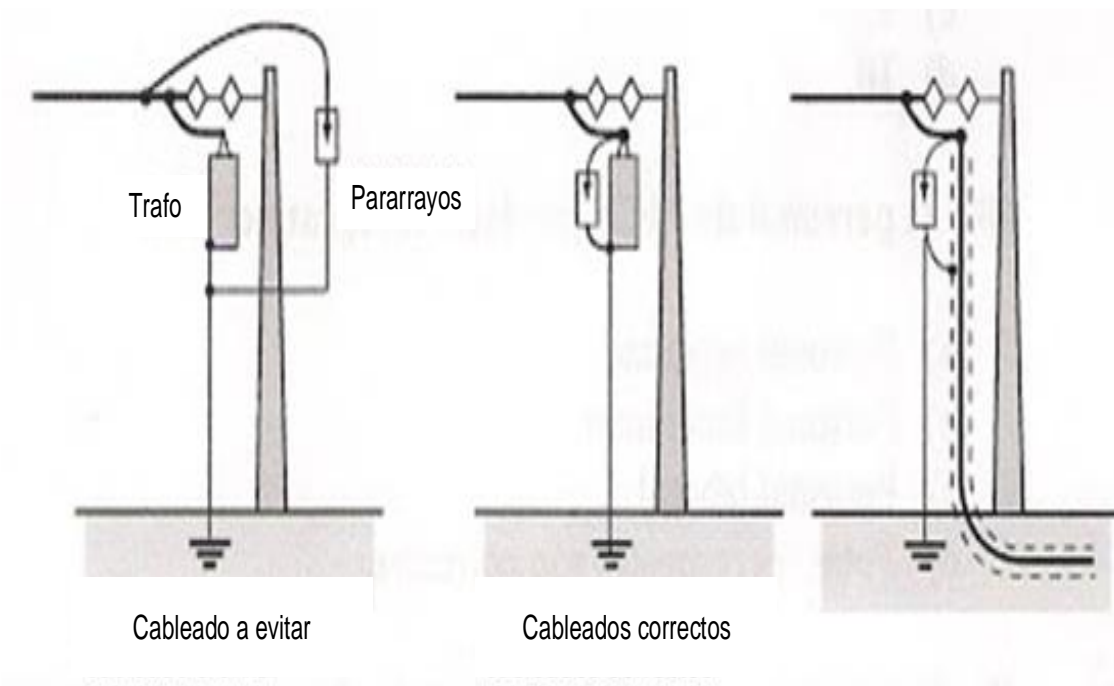
1.5.6.1 ¿Qué Es Un Pararrayos?

Es un dispositivo que cuyo objetivo es limitar las sobretensiones de origen atmosférico en áreas de grandes tormentas, de modo que no cause daños a la protección de bancos de condensadores, redes de energía, cable subterráneo, construcciones, personas, entre otros. (GONZALES, 2014).

1.5.6.2 Estudio De Los Pararrayos

En 1919 Nikola Tesla redefinió los principios de funcionamiento de los pararrayos, y a su vez discutió estudios y técnica de Benjamín Franklin. a partir de ese acontecimiento , la elaboración de pararrayos se ha desarrollado satisfactoriamente y se fabrican modelos diferentes que cumplen el principio físico, su funcionamiento es de ionizar el aire a partir de un campo eléctrico natural que se genera en el suelo por la tormenta, con este principio de estimular y captar los rayos se reduce el nivel de salidas de línea y a su vez protege las estructuras, (MERAZ, 2013).

Figura 4 :Principio del cableado de los pararrayos para estas conexiones se debe tener en cuenta las distancias máximas y mínimas .



1.5.7 Tipos De Pararrayos

1.5.7.1 Pararrayos Auto valvulares.

Este modelo pararrayos es capaz de absorber esfuerzos verticales extremadamente elevados, que se pueden utilizar simultáneamente como aislador de apoyo. El limitador de presión imposibilita que la envolvente explote y permite seleccionar la dirección de descarga, dependiendo de cada situación. En circunstancias de sobrecarga, significaba una óptima protección contra la caída de componentes internos sobre la instalación y sobre el personal que trabaja en la estación, cerca del pararrayos (INGESCO , 2016).

Figura 5:Partes de un tipo de pararrayos de ZnO utilizado en redes de 20Kv.Fuente : Cuaderno técnico 151.Schneider Electric

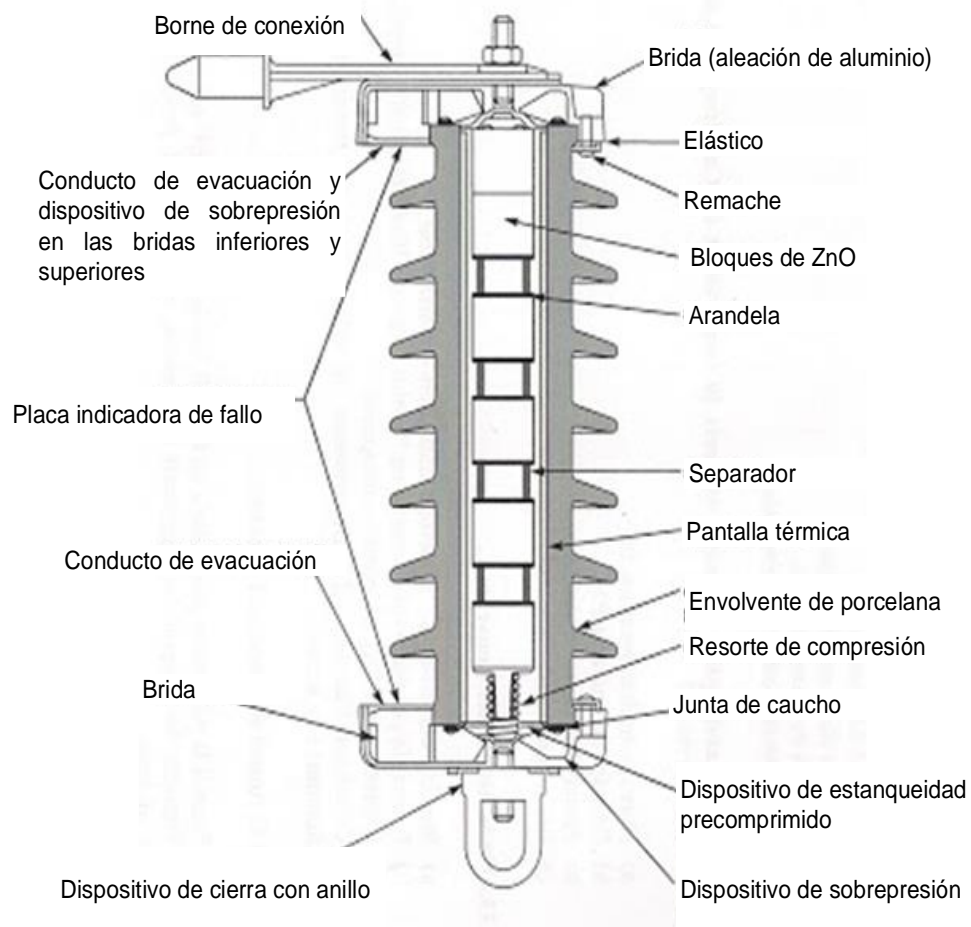
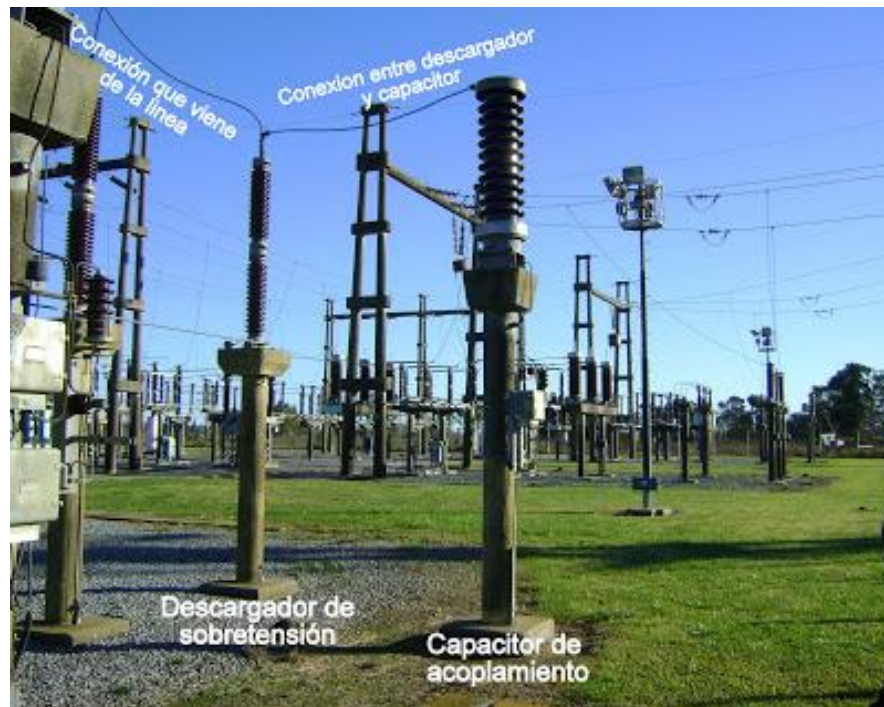


Tabla 6 : Características principales del tipo de válvula mostrada en la fig. 5

- Tensión máxima de servicio permanente
- Tensión asignada
- Nivel de protección
- Corriente nominal de descarga
- Capacidad de soportar energía.

Figura 6: Descargador de sobretensión y capacitor de acoplamiento en una salida de línea de 132 kv de una subestación.



1.5.7.2 Pararrayos tipo puntas captadoras

Este dispositivo de captación del rayo reúne a todos los componentes o partes metálicas sobre las que el rayo puede impactar. Estas están colocadas por lo alto de la construcción que debe ser protegida y sirven como blanco para el impacto de la descarga. La instalación captadora se ejecuta mediante puntas franklin o jaulas de Faraday. En su ejecución deben respetar la normativa en cuanto a niveles de protección y características de los materiales. (DHN, protección integral contra rayos y sobretensiones). (POMA, 2017 pág. 3)

1.5.7.3 Pararrayos con Mecanismo de cebado (PDCE)

Los dispositivos de cebado son efectivos y seguros por que cumplen requisitos satisfactorios como medida protección contra el rayo. Los pararrayos PDCE se han diseñado con la finalidad de reducir el tiempo de una descarga atmosférica, garantizando así un mayor volumen de captura del rayo (POMA, 2017 pág. 3).

1.5.7.4 Pararrayos puntas simple Franklin (PSF)

Son conductores de acero o elementos de igual acabado en una o más puntas denominados “Punta simple Franklin”, los cuales no cuentan con ningún dispositivo electrónico ni fuente radioactiva (POMA, 2017 pág. 3)

1.5.7.5 Pararrayos CTS

Este tipo de pararrayos tienen como principio la desionización del aire, la cual elude la congestión de carga eléctricas en equilibrio en la instalación de la tierra y la atmosfera en el periodo de descarga del rayo (POMA, 2017 pág. 4)

1.5.7.6 Pararrayos De Subestación Poliméricos

Estos modelos de pararrayos han sido fabricados para su ensamblaje en todo tipo de subestaciones ya que su instalación va directamente sobre el suelo o en una base aislante, indispensable cuando los pararrayos integran un contador de descargas (ROMERO, 2014 pág. 35)

1.5.8 Drenador De Sobretensiones Por Dispersión

Los drenadores de sobretensión por dispersión, se utilizan para moderar los problemas ocasionados por las descargas atmosféricas que dañan las líneas de transmisión.

En el momento que se producen las sobretensiones, el equipo debe drenar y eliminar la sobretensión que interrumpen la línea de transmisión. cuando el sistema funciona a tensión nominal esta debe actuar como un generador para ionizar el aire permitiendo que la carga que acumula en la nube antes de una descarga, pierda su nivel de referencia y no alcance los máximos de sobrecarga necesarios para generar una descarga atmosférica de mayor intensidad en la nube mostrándole un camino para un balance, y de esta manera disminuir considerablemente la posibilidad de que la descarga ocasione daños o detención del servicio. El elemento “drenador” se debe instalar con un sistema de puesta a tierra activo, de manera que se genere un sistema integral que trabaje en óptimas condiciones y evite efectivamente los daños que ocurren en las líneas de Transmisión (Hidrocol, 2014).

1.5.9 Sistemas Puesta a Tierra

Los Sistemas de Puesta a Tierra limitan la tensión a tierra en cualquier momento dado, supervisan la actuación de protecciones y disminuyen el alto nivel de riesgo en una avería (INGESCO , 2016). Es un sistema que protege a la línea contra el rayo. Estas conexiones eléctricas cumplen un rol indispensable, porque tiene lugar la dispersión de la corriente del rayo. Cada conductor de bajada debe tener una puesta a tierra, instalada de tal manera que los conductores en contacto con el terreno se puedan separar de la corriente del rayo.

Las normativas **IEC 62305 / UNE 21186 / IEC 62561** dan mayores detalles sobre los Sistemas de Puesta a Tierra (INGESCO , 2016).

El objetivo de este sistema es proteger principalmente a las personas y al equipamiento instalado, de una serie de fenómenos eléctricos como la actividad eléctrica de la atmósfera, las pérdidas de aislamiento, las tensiones esporádicas, la interferencia de radiofrecuencia, etc., (INGESCO , 2016).

1.5.9.1 Puesta a Tierra De Funcionamiento y Operación:

Este modelo de puesta a parte de la necesidad de conectar eléctricamente al suelo todas las partes de aquellas instalaciones eléctricas que no se estén a tensión normalmente, pero que suelen tener diferencias de potenciales a raíz de las fallas accidentales, (PRIMERA , 2012).

Ejemplo:

- Los Tableros eléctricos
- Carcasas de las maquinas eléctricas
- Estructuras metálicas etc.

1.5.9.2 Puesta a Tierra de Protección

Se encarga de limitar la tensión a tierra a las partes de la instalación eléctrica, que eventualmente se generen una tensión no deseada (PRIMERA , 2012).

1.5.9.3 Puesta a Tierra Para Trabajo

Es de mucha importancia tener conexiones a tierra temporales para proteger la instalación con el fin que las instalaciones que estén fuera de servicio no tengan ningún tipo de riesgo y a su vez puedan realizar trabajos sin perjudicar al operario (CUELLAR , y otros, 2018)

1.5.9.4 Sistema de puesta a tierra de rayos.

Este sistema se encarga de drenar la corriente del rayo haciendo que este viaje por los conductores hasta la tierra donde el sistema lo eliminara por medio de los electrodos, este método de puesta a tierra, ha generado los conceptos de “Potencial de toque” y “Potencial de Paso” por su funcionamiento y protección, ya que un rayo es el peor caso de una corriente a tierra (CUELLAR , y otros, 2018).

1.5.9.5 Factores que intervienen un sistema de puesta a tierra

En la tabla nro. 2 se presentan los factores que deben tenerse en cuenta para diseñar un sistema de puesta a tierra de rayos, en cuanto a las características del terreno, que permitan fluir la corriente que ocasionan las descargas atmosféricas.

Tabla 7: Factores que intervienen un sistema de puesta a tierra.

FACTORES QUE INTERVIENEN EN UN SISTEMA DE PUESTA A TIERRA						
Tipo de terreno	Estratigrafía	Granulometría	Salinidad	Hogrometría	Temperatura	Compacidad
Arenoso	Diferentes capas no homogéneas. La primera capa es muy afectada por el clima	Tamaño y porosidad de los granos del terreno. A mayor tamaño de granos, mayor resistividad debido a espacios de aire	Concentración de sales solubles	Contenido de agua. A mayor humedad mayor disolución de sales (electrolito). Depende de nivel freático, temperatura, época del año	Ressequedad por evaporación, reducción del flujo electrolítico por congelación	Reducir espacios de aire
Pantanosos						
Calizo						

Fuente: Elaboración propia.

1.5.9.5.1 Factores de Estimación de riesgo

Tabla 8: Factores de Estimación de riesgo.

1	Dimensiones externas de la estructura y de cualquier estructura conectada eléctricamente
2	Resistividad del suelo
3	Longitud de los cables aéreos que salen de la estructura
4	Densidad de descargas en la localidad, asociada con el número de días de tormenta al año.
5	Tipo de construcción.
6	Factores geográficos
7	Perfil de tierra del terreno

Fuente: elaboración propia

En la tabla nro.8 se presentan los factores de riesgo de falla de un sistema de puesta a tierra por descargas atmosféricas, que deben considerarse en el diseño, instalación, operación y mantenimiento del sistema de puesta a tierra de rayos, para conducir las altas corrientes por las descargas atmosféricas.

1.5.10 Método Gráfico de Sunde's

El Método de Sunde's utiliza el gráfico de la figura nro. 7 para modelar el suelo en dos capas, se basa en medidas que se obtienen mediante el método Wenner, ρ_1 y ρ_2 son tomados de la figura de resistividad obtenida por Wenner; ρ_1 es del primer valor medido, ρ_2 es el último de la figura (HARPER, 2014 pág. 2). El método de Sunde's es impreciso y da resultados desfavorables respecto a otros.

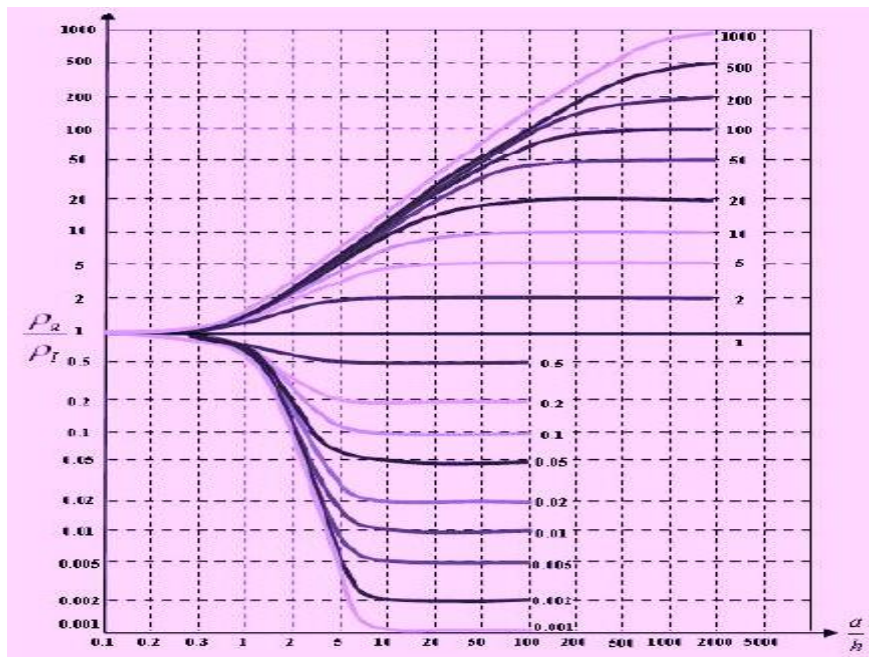


Figura 7: Curvas de Sunde's

En la figura 7: se pueden observar que los valores ρ_1 y ρ_2 son obtenidos mediante una revisión de medida de resistividad, en este caso solamente H se obtiene mediante método Sunde.

1.5.11 Resistencia de puesta a tierra de una malla:

Para calcular la resistencia de la malla a tierra hay diferentes métodos que dependen de las condiciones del terreno. Estas dan un valor cercano al real de la malla de tierra de una subestación eléctrica.

Un método usado por Laurent y Nieman, recomendado por el estándar 80 de la IEEE, utiliza para este cálculo una modificación de la ecuación del electrodo tipo plato circular:



Figura 8: Ejecución de malla de puesta tierra en subestación

$$R = \frac{\rho}{4r} + \frac{\rho}{L} \quad (6)$$

Donde:

- R: resistencia de la malla medida en Ω .
- ρ : Resistividad promedio del suelo medida en Ω .
- L: longitud total del conductor enterrado medida en m.
- r: Radio del circuito con un área igual al que está ocupada por la instalación a tierra.

Por otro lado la resistencia de la malla ,calculada con (6) es una aproximación general pues no considera factores como la longitud efectiva del conductor de la malla de tierra existente actualmente, para hallar la resistencia de la malla de tierra de una subestación si no se conoce la existencia de electrodos o varillas de tierra y para mallas enterradas a una profundidad de entre 0.25 y 2.5 m; se toma en cuenta un factor por la profundidad de enterramiento de la malla lo cual influye en modo directo en

su resistencia de tierra, el uso de este y otros parámetros de la malla lleva a utilizar la aproximación de Sverak's para hallar la resistencia de la malla de tierra de una subestación, recomendada por la IEEE (HARPER, 2014).

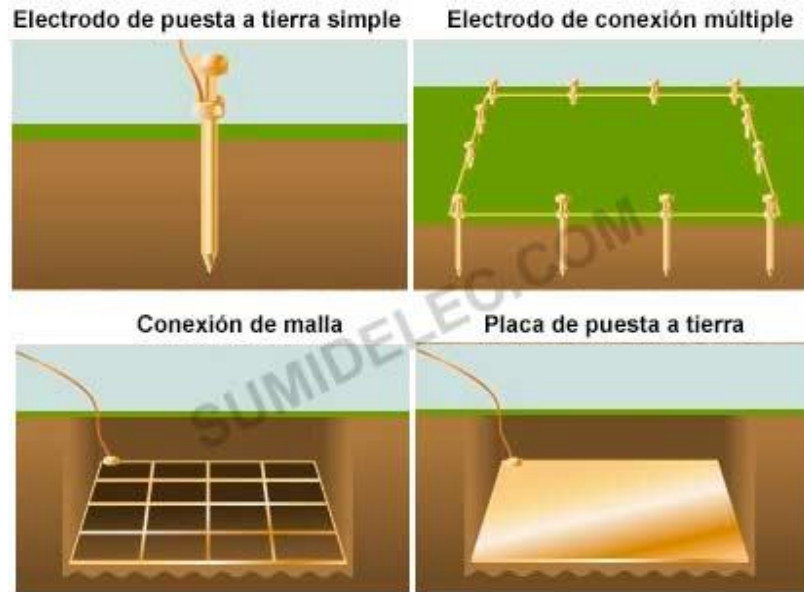


Figura 9: Instalación de electrodos según el tipo de terreno

la ecuación a utilizar es:

$$R_G = \rho * \left[\frac{1}{L} + \frac{1}{\sqrt{20 A}} * \left(1 + \frac{1}{1 + h * \sqrt{\frac{20}{A}}} \right) \right] \quad (7)$$



Figura 10: Método para determinar y evaluar el estado de una malla de tierra, si se conoce la presencia de electrodos o varillas de tierra es con el método de Schwarz.

$$R_{11} = \frac{\rho}{\pi * L_{cond}} * \left[\ln \left(2 \frac{L_{cond}}{\sqrt{d * h}} \right) + \left(K_1 * \frac{L_{cond}}{\sqrt{A}} \right) - K_2 \right] \quad (8a)$$

$$R_{22} = \frac{\rho}{2\pi n b * L_{cond}} * \left[\ln \left(8 \frac{L_{cond}}{d * b} \right) - 1 + \left(\frac{2K_1 * L_{cond}}{\sqrt{A}} \right) * (\sqrt{n * b} - 1)^2 \right] \quad (8b)$$

$$R_{12} = \frac{\rho}{\pi * L_{cond}} * \left[\ln \left(\frac{2L_{cond}}{L * b} \right) + \left(K_1 \frac{L_{cond}}{\sqrt{A}} \right) - K_2 + 1 \right] \quad (8c)$$

1.5.12 Cálculo para la Sección del Conductor de la Malla de Tierra

Los conductores de la malla de tierra se diseñan para:

- Resistir la fusión y el deterioro de las juntas eléctricas bajo las más adversas combinaciones de magnitud y duración de las corrientes de falla.
- Tener buena resistencia mecánica, en lugares comprometidos a esfuerzos físicos más grandes.
- Tener buena conducción, que no aumenten las diferencias locales que son peligrosos potencialmente.
- El conductor de cobre recomendado para la malla de tierra, se obtiene mediante la ecuación de Onderdonk y recomendada por la IEEE en su publicación Std. 80 de 1986:

$$A = \frac{1}{\sqrt{\frac{1}{335} \log_{10} \left(1 + \frac{T_m - T_a}{234 + T_a} \right)}} \quad (9)$$

Donde:

A= Sección del conductor, en circular mil.

I= Corriente RMS de cortocircuito, en amperios.

S= Tiempo en segundos, en el cual la corriente I es aplicada. Es el tiempo de despeje de la falla

Ta= Temperatura ambiente en grados centígrados (usualmente, 40 °C)

Tm= Temperatura máxima permisible, °C (usualmente se usa 450 °C para uniones de fusión y 250 °C para uniones apernadas)

En donde:

$$S = T_{or} + T_{oi} \quad (10)$$

Donde:

Tor = Tiempo de operación del relé de tierra, en seg.

Toi = Tiempo de operación del interruptor en seg.

La resistencia mecánica fija una sección mínima para los usos prácticos:

- Conductor 4/0 de cobre como mínimo para la malla de tierra.
- Conductor 2/0 AWG de cobre como mínimo para la puesta a tierra de los equipos y estructuras a la malla a tierra.

1.5.13 Cálculo de las Tensiones de Toque y Paso Tolerables

Se dan las definiciones de tensión de toque tolerable y tensión de paso tolerable:

1.5.13.1 Voltaje de Toque Tolerable, VTT

Es la máxima diferencia de potencial que puede tolerar las personas que tienen contacto con un equipo aterrado, al producirse una falla. La distancia tolerable para tocar un equipo es el máximo alcance horizontal, (un metro).

1.5.13.2 Voltaje de Paso Tolerable, VPT:

Es la máxima diferencia de potencial que tolera una persona camina en la superficie de la subestación en sus alrededores al ocurrir una falla. Está es tomada desde dos puntos separados a una distancia de un metro.

Estudios referidos en la IEEE-80 Capítulo 4, efectuados en animales cuyo tamaño del cuerpo y peso del corazón se comparan a los de una persona normal, también revela que el 99.5 % que se encuentren saludables pueden tolerar una corriente por la zona del corazón. (HARPER, 2014).

$$I_c = \frac{K}{\sqrt{t}} \quad (11)$$

Donde:

- I_c = Corriente máxima rms, A
- K = Constante (0.116 ó 0.157 para una persona de 50kg)
- T = duración del paso de la corriente (s)

La norma establece el uso de $K = 0.157$, para pesos promedio de 70 Kg. Y un tiempo para la eliminación de fallas máximo de 3 segundos. Adiciona también que las pruebas indican que el corazón necesita retornar a su condición normal después de sufrir un choque severo 5 minutos como mínimo (HARPER, 2014).

1.4 Formulación del problema:

¿En qué medida el estudio de coordinación de aislamiento permitirá implementar un sistema de protección contra descargas atmosféricas en la Línea de transmisión L-6689/60 Kv Sihuas – Pomabamba, Ancash?

1.5 Justificación del estudio

Justificación técnica

Se obtendrá una serie de medidas técnicas para llevar a cabo el proyecto de mejora de la protección contra sobre tensiones por descarga atmosféricas, en base al estudio y a normas, además habría menos sanciones por parte de la entidad encargada de fiscalizar (**Osinergmin**) menos multas para Hidrandina.

Justificación económica

Con la implementación de este sistema de protección obtendríamos menor número de interrupciones de corte de fluido eléctrico, permitiendo vender más energía eléctrica e ingresos económicos.

Justificación laboral

Se podrá realizar los trabajos de mantenimiento preventivo y de chequeo operacional con mayor seguridad, además de capacitar al personal.

Justificación tecnológica

Permitirá introducir nueva tecnología de protección contra descargas a los aisladores, adquirir instrumentos de medida y de monitoreo nuevos y de mayor precisión.

1.6 Hipótesis

El estudio de coordinación de aislamiento permitirá implementar un sistema de protección contra descargas atmosféricas en la Línea de transmisión L-6689/60 Kv Sihuas – Pomabamba, Ancash, disminuyendo las desconexiones e interrupciones de suministro.

1.7 Objetivos:

1.7.1 Objetivo general

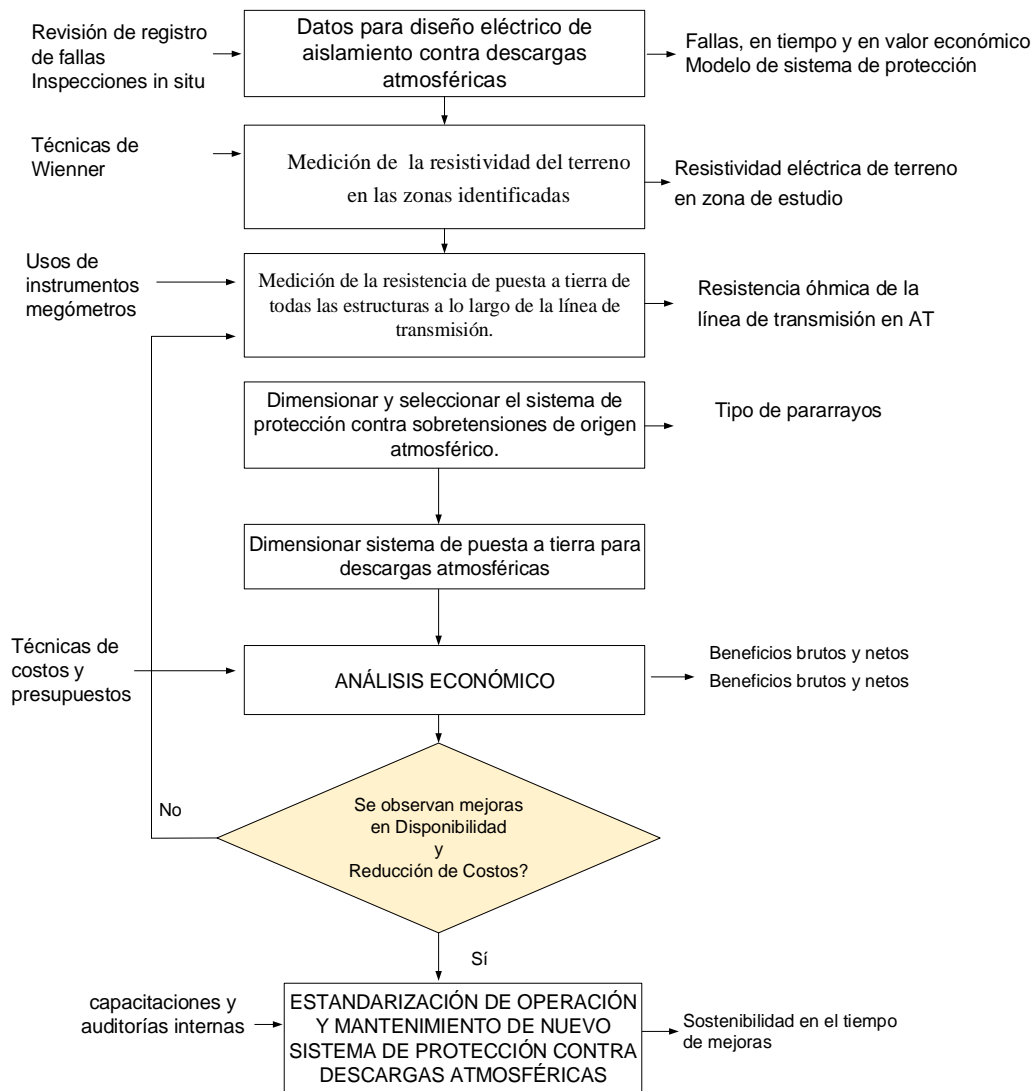
Elaborar estudio de coordinación de Aislamiento para implementar un Sistema de Protección contra sobretensiones de origen atmosférico en la Línea de Transmisión L-6689/60 KV Sihuas – Pomabamba, Ancash.

1.7.2 Objetivos específicos

- Diseño eléctrico de aislamiento contra descargas atmosféricas
- Medir la resistividad del terreno en las zonas identificadas.
- Medir la resistencia de puesta a tierra de todas las estructuras a lo largo de la línea de transmisión.
- Dimensionar y seleccionar el sistema de protección contra sobretensiones de origen atmosférico.
- Dimensionar sistema de puesta a tierra para descargas atmosféricas
- Realizar análisis económico.

II. MÉTODO

2.1 Tipo y diseño de investigación



Tipo de investigación: Aplicada

- Nivel de investigación: descriptivo
- Enfoque: cuantitativo
- Método: deductivo.

La investigación demostrada es aplicada, porque específicamente se centra en como las teorías se llevan a la práctica, donde se da resolución a los problemas que se presentan.

Diseño: No experimental – transversal

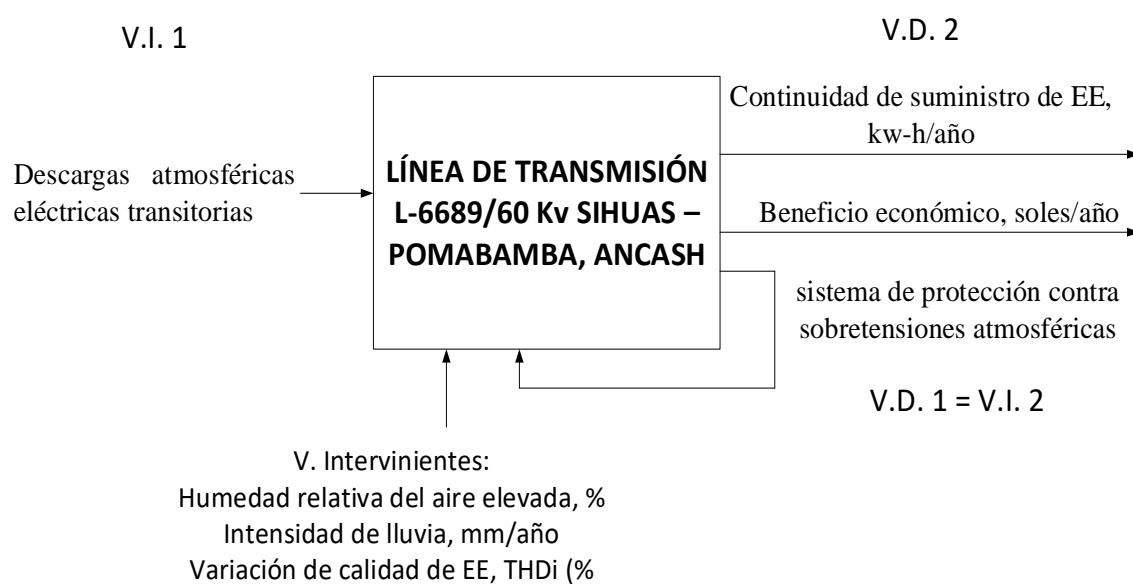
2.2 Operacionalización de variables

Variable Independiente 1, V.I.1: Descargas atmosféricas eléctricas transitorias

Variable dependiente 1 = Variable independiente 2: Sistema de protección contra sobretensiones atmosféricas

Variable dependiente 2:

- Continuidad de suministro de energía eléctrica, kw-h/año
- Beneficio económico, soles/año.



Operacionalización de variables:

Tabla 9: Operacionalización de variables

Variable	Definición conceptual	Definición operacional	Indicadores	Escala de medición
Variable Independiente: sobretensiones transitorias	Es el resultado del aumento de tensión muy elevado, en kV, y de muy corta duración, en microsegundos, originados principalmente por el impacto de un rayo, por conmutaciones defectuosas de la red, o un contacto directo o bien por un contacto indirecto,	Descargas atmosféricas eléctricas, rayos, que provocan picos de tensión de kV que se propaga por la red, causando el deterioro de los receptores.	Nro. descargas /km ² kV/descarga	Intervalo de valores: veces/año
Variable dependiente: Sistema de protección contra sobretensiones atmosféricas	Conjunto de dispositivo diseñado para proteger dispositivos eléctricos de picos de voltaje, gestionan la energía eléctrica desde dispositivos electrónicos conectados a este.	Protector de sobretensión que regula la tensión aplicada a un dispositivo eléctrico bloqueando o mandando a tierra voltajes superiores al umbral de seguridad	kV/km ² o F/m ²	Intervalo de valores 0...1100 %
Variable dependiente: Suministro de energía eléctrica continuo	Entrega de energía activa en bornes de subestación de distribución, en un período de tiempo	Producto de tres por la Tensión x intensidad x factor de potencia x tiempo	Mw-h/período	Intervalo de valores (Mw-h/año) 0...500000

Variable Dependiente: Beneficio económico,	Es el valor monetario del consumo de energía en un período de tiempo.	Es el producto de la energía en un periodo de tiempo por el costo unitario	Soles/período	Intervalo de valores 0...150000 Soles/mes
Variable interviniente: Humedad relativa del aire	Cantidad de vapor de agua contenida en la masa de aire seco.	Vapor de agua en el aire a ciertas condiciones de presión y temperatura	kg agua /kg aire seco	Intervalo de valores: 0...100 %
Variable interviniente: Intensidad de lluvia	Descargas de agua cuando las nubes alcanzan su temperatura de rocío.	Cantidad de agua que se descarga de las nubes en un intervalo de tiempo	mm agua/m2	Intervalo de valores: 0...150 mm/año
Variable interviniente: Variación de calidad de energía eléctrica.	Variación de la distorsión armónica en intensidad y en voltaje que perturba la operación de equipos al aumentar la corriente.	Relación entre Potencia de equipos generadores de armónicos y la potencia del transformador o generador eléctrico.	Tasa de armónicos alta Tasa de armónicos baja.	Intervalos de valores: THI(v) < 0...10% THI(I) > 0...5 %

Fuente: Elaboración propia

2.3 Población y muestra

2.3.1 Población:

Líneas de transmisión en zonas alto andinas

2.3.2 Muestra:

Línea De Transmisión L-6689/60kv Sihuas-Pomabamba, Ancash

2.4 Técnicas e instrumentos de recolección de datos, validez y confiabilidad

Para la recopilación de los datos de las desconexiones de línea de transmisión L-6689/60kv de la empresa Hidrandina S.A – Ancash, se utilizará la técnica de revisión de bases de datos mediante fichas técnicas y un filtro de datos,

a fin de obtener información contundente de las Sobretensiones a consecuencia de las descargas atmosféricas en Sihuas-Pomabamba departamento de Ancash.

Tabla 10: Técnicas e Instrumentos

Técnica	Instrumento
Observación	Fichas técnicas
Análisis documentario	Base de datos

Fuente: Elaboración propia

2.4.1 Ficha de análisis de documentos

Se recopilará información que nos permitirá identificar lo más relevante de nuestra investigación, la cual encontraremos en libros, revistas, folletos, fichas de trabajo, manuales técnicos. Para la conclusión del proyecto de investigación.

2.4.2 Validez

Será otorgada por la aprobación de profesionales netamente preparados y especializados en el área.

2.4.3 Confiabilidad

El proyecto tendrá una solidez en cuanto a los resultados obtenidos, donde se conseguirá mejoras de éxito del estudio que se persigue.

2.5 Procedimiento

Para el desarrollo de la presente investigación, se utilizará en primer lugar, la observación no experimental, para entender las fases de proceso de protección contra descargas atmosféricas, la tecnología utilizada y los parámetros de los sistemas técnicos a estudiar, utilizando una ficha de observación, como los diagramas unifilares y de distribución de protectores.

A continuación, se hará el análisis documental, revisando datos del proceso, como libros, revistas científicas, utilizando la ficha de registro de datos, haciendo un procesamiento estadístico, determinando los valores promedio del sistema de protección.

Se aplicará una encuesta con preguntas al personal ejecutivo y de mantenimiento u operación del sistema de protección, para conocer detalles del proceso a ser mejorado, con consultas a expertos, con buena confiabilidad y validez

Se aplicará el análisis de la bibliografía de especialidad, con las fichas bibliográficas, para obtener una base teórica de estudios similares para comparar los resultados propios, y determinar los diversos métodos de análisis cuantitativos. Con los valores promedio de los parámetros del sistema de protección actual, se aplicará las técnicas de ingeniería, para determinar y seleccionar la tecnología adecuada de protección contra descargas atmosféricas.

2.6 Métodos de análisis de datos

Se empleará el método deductivo, porque el resultado que se obtendrá en la investigación se halla Por medio de estrategias de razonamiento para deducir conclusiones lógicas a partir de una serie de principios.

2.7 Aspectos éticos

Esta investigación se regirá manteniendo la confidencialidad de los antecedentes, para ejecutar el estudio con el fin de eludir cualquier hecho o situación que pudiera originar una oposición entre el interés del poblado y la empresa ejecutora.

III. RESULTADOS

3.1 Diseño eléctrico de aislamiento contra descargas atmosféricas

Los cálculos se basan en la primera edición del “Transmission Line Reference Book 345 kV and Above” del EPRI. Se han adaptado algunos factores según la norma IEC y IEEE.

Línea de Transmisión en 60 kV Sihuas– Pomabamba (L-6689)

Es de simple terna con estructuras metálicas autosoportadas de celosía, con una longitud aproximada de 35,15 km. El conductor es de aleación de aluminio AAAC con sección 120 mm² para altitudes de 2779 - 3939 m.s.n.m.

Para la protección contra descargas atmosféricas se ha instalado un (1) cable de guarda de Aluminio ACSR y nueve (9) pararrayos de línea en las estructuras E-019, E-049 y E-064. Los aisladores son de material polimérico.

3.1.1. Distancia de fuga mínima por contaminación

La distancia de fuga específica de la cadena de aisladores debe atender a las prescripciones de la norma IEC-60815 para el nivel de contaminación de la región de la línea.

La línea de fuga específica se considera en el proyecto 20 mm/kV debido a la baja contaminación de la zona y con presencia de lluvias.

El número mínimo de aisladores será, por lo tanto, para la máxima tensión de operación:

$$N = \frac{V_{\max} * DE}{DF} = \frac{72.5 * 20 \frac{\text{mm}}{\text{kV}}}{30 \text{ mm}} = 4.53 \text{ aisladores... (3.1)}$$

Dónde:

- DE: distancia de fuga específica es: 20 mm/kV
- DF: distancia de la línea de fuga de un aislador (IEC Normal Type): 300 en mm
- Vmax: Tensión máxima de operación: 72.5 para 60 kV.

En el siguiente cuadro se presenta el número de aisladores calculados por el criterio de contaminación para los aisladores tipo Porcelana.

Tabla 11: Número de aisladores por contaminación Para la línea de transmisión en 60 kV

Nivel de tensión	DE	Porcelana	
(kV)	mm/kv	Distancia de fuga (320 mm)	Nro. de aisladores
60	20	1600	5

Se adopta, por el criterio de contaminación, el uso de 5 aisladores de Porcelana.

Por sobretensión de impulso 1.2/50 (atmosférico)

$$\text{CFO} = \frac{\text{BIL}}{(1-k*D)*\delta} \dots (3.2)$$

Dónde:

- CFO: Tensión crítica disruptiva
- BIL: Nivel básico de aislamiento: 325 kVp para 60 kV.
- D: Desviación estándar
- δ : Densidad relativa del aire:

Densidad relativa del aire

$$\delta = \frac{3.92*b}{(273+\theta)} \dots (3.3)$$

b: Presión barométrica, cmHg

θ : Temperatura ambiente, °C

δ : Factor de densidad de aire

La presión Barométrica b: $\log b = \log 76 - y/18336$

Dónde:

y: Altura en m.s.n.m

Entonces, reemplazando en la formula, se obtiene la densidad de aire. Por lo tanto, se reemplaza en la fórmula del ítem 5.1, Se obtiene los siguientes valores:

Tabla 12: Numero de Aisladores en una LT de 60 kv

Tensión crítica disruptiva CFO	Factor de densidad del aire δ (para 60 kV)	Presión barométrica	Altura en m Sobre el nivel del mar (msnm) h	Número de discos
380	0.9	61.73	1656	4
465	0.7	49.55	3406	5
530	0.6	42.69	4592	6
600	0.5	37.02	5727	7

Para la línea de transmisión en 60 kV basándose en el resultado de la tabla nro. 10 se está adoptando, por el criterio de sobretensión de impulso tipo rayo, el uso de aisladores de Porcelana en función de su altitud (msnm).

3.1.2. Tasa de fallas por descargas atmosféricas en la línea L – 6689

Para llegar a esta determinación, existen registros de señalizaciones del relé de protección ubicadas en las subestaciones de potencia de salida (Sihuas) y llegada (Huari), las cuales están monitoreadas por el centro de control de operaciones (CCO) de la empresa. Esta área se encarga de emitir un informe técnico que indica una distancia de falla en km, para que el personal técnico especializado, inspeccione de modo minucioso las estructuras y componentes de la línea de transmisión.

Así mismo se determinaron los siguientes sectores y estructuras:

- Sector Pariashpampa desde las estructuras E.14 al 20.
- Sector Cilindre desde las estructuras E.38 al 42.
- Sector Palo Seco desde las estructuras E.43 al 50.
- Sector Conopa desde las estructuras E.56 al 63.
- Sector Pomabamba desde las estructuras E.72 al 82.

3.1.3. Cálculo de tasa de salida de la línea

En las líneas de transmisión en zonas alto andinas, las desconexiones de origen atmosférico que se presentan son el factor principal de las desconexiones no programadas.

Dada la natural aleatoriedad del fenómeno de descargas atmosféricas, la utilización de datos satelitales de descargas totales permite contar con datos validados para el Perú. De acuerdo a esta información se establece que la zona del proyecto estará sometida a una densidad de descargas atmosféricas de 1.0 descargas/km²-año.

De acuerdo 1243-1997, que relaciona esta data con el nivel cerámico, se obtiene un equivalente a 6,309 tormentas eléctricas /año, El método utilizado para estimar las desconexiones mencionadas corresponden al existe un modelo electro geométrico que se basa en el IEEE Standard 1243 -1997, el cual define, principalmente, las distancias de impacto del rayo a lo largo del recorrido final como radios de arcos con centro en los conductores de fase y cable de guarda.

El modelo del aislamiento y apantallamiento del cable de guarda, puesta a tierra y el uso de materiales, se han ejecutado con el objetivo que la tasa máxima de salida fuera de servicio para las líneas disminuya.

- Los cálculos son aplicados a una torre de suspensión normal, Se adopta una torre con altura total de 37.46 m y un vano promedio de 450 m.

L-1 Transmission Line Lightning Performance

☒ Single Circuit
☐ Double Circuit

Number of Shield Wires

Tower Surge Impedance (Ω)

Span Length (m)

Ground Flash Density (flash/(km² year))

Circuit (#)	Ph to Ph	Phase	Horiz.	Height at	PHASE CONDUCTORS				Insulator Length (m)	Insulator Orientation
	Voltage (kV)	Angle (degree)	Distance (m)	Tower (m)	Sag (m)	Number	Diameter (cm)	Spacing (cm)		
1	138	120	3.8	31.4	10	1	1.596	0	1.314	Vertical
	138	0	-3.8	28.9	10	1	1.596	0	1.314	Vertical
	138	-120	3.8	26.4	10	1	1.596	0	1.314	Vertical
2										Vertical
										Vertical
										Vertical

Shield Wire	1	0	37.314	8.5	0.952
	2				

Low Frequency No-Ionization Footing Resistance (Ω)

Tower Footing Resistance Description (See Help)

Account for Earth Ionization ☐ Yes ☒ No

Earth Resistivity (Ω /m)

Earth Critical Ionization Gradient (kV/m)

Korsuncev's S Dimension (m)

Load Data

Save Data

View

Advanced Options

Calculate

Clear

Demo

Figura 11 Resultados de análisis de línea de transmisión L1

3.1.4. Tasa de descargas disruptivas por falla de apantallamiento

Se ha verificado la estructura de suspensión para un ángulo de 30° de apantallamiento, por lo que la probabilidad de ocurrencia de este tipo de falla es relativamente pequeña y por tanto no tiene mayor incidencia en el valor total.

3.1.5. Tasa de Descargas Inversas

A fin de reducir la tasa de salidas por descargas inversas se propone el uso de puestas a tierra menores a 10 ohms. La tasa total de descargas disruptivas es igual a la suma de las tasas de descargas disruptivas por falla de apantallamiento más las debidas a descargas inversas. Dado que las fallas por apantallamiento son prácticamente nulas, el total de fallas dependerá de las descargas inversas, lo cual muestra la importancia de disponer de valores bajos de resistencia de puesta a tierra.

3.1.6. Drenadores de Sobretensión por dispersión - Dsd .

Este drenador es un dispositivo diseñado para la prevención de descargas atmosféricas de alta intensidad, que atenúa tanto la cantidad como la potencia de las

mismas. El sistema previene efectivamente los problemas generados por las descargas atmosféricas en un radio que se determina gracias a la fuente de tensión de la cual esté alimentado, en este caso 60-66kV.

- Tensión de Operación: Hasta 115 kV, en este caso 60-66kV.
- Altura de Operación: Hasta 5.500 m.s.n.m.
- Radio de Protección: 800 m. para apantallamiento puntual y hasta 4000 m.
- Material Punta Energizada y Filtro de onda: Acero austenítico con bajo contenido de carbón aleado con materiales como Mn, Ni, Cd y Be, tiene alta resistencia a la erosión generada por los arcos eléctricos del alto impacto.

3.1.6.1.Punta Energizada:

Este elemento es una varilla conectada a una fuente de alta tensión alterna y tiene como objetivo polarizar el aire existente entre la varilla y la nube, con una forma de ionización similar a la de un cono inverso, esta polarización cambia de sentido y genera un camino de ionización el cual le va a permitir a la nube descargarse más fácilmente y con menor energía almacenada, atenuando efectivamente la potencia de la descarga.

3.1.6.2.Filtro de onda

Para tener drenaje permanente, en el aislador de la punta energizada se instala un filtro de onda de energía transitoria, conformada por N elementos (mínimo tres) su número depende del nivel de tensión, de los cuales un receptor esta energizado (superior), los intermedios están flotando (N-2 elementos flotantes) como divisor de esfuerzos eléctricos y otro para conexión a tierra.

3.1.6.3.Aislador Polimérico o de Resina

Es el componente que sostiene todo el arreglo y la base de soporte tanto de la punta energizada como de dos de los componentes del filtro de onda.

3.1.6.4. Base en platina:

Sirve de soporte para el aislador y el electrodo tres (electrodo inferior) del filtro de onda, el electrodo que se conecta a tierra.

Tabla 13: Cantidad y ubicación de los drenadores

LINEA EN 60- 66 KV	INSTALACIÓN DE DRENADORES DE NUBES						Total
	PRIMERA ETAPA (1)			SEGUNDA ETAPA (2)			
	Nº DE TORRE	COORDENADAS		Nº DE TORRE	COORDENADAS		
L-6689	19	211020.65	9045893.22				5
	39	215731.7	9040074.29				
	49	219564.97	9035966.75				
	63	221789.77	9031239.65				
	75	225469.28	9026120.06				

3.2 Medición de la resistividad del terreno en las zonas identificadas.

3.2.1 Condiciones generales. Ubicación.

Las Líneas de Transmisión de Hidrandina se encuentran ubicadas en la sierra del departamento de Ancash a una altura máxima de 4500 msnm. El sistema de transmisión Callejón de Huaylas en 66 kV está ubicada en el departamento de Ancash, se inicia en la subestación Huallanca (1,358 m.s.n.m.) de propiedad de Egenor y deriva hacia las subestaciones de:

- Caraz (2,278 m.s.n.m.)
- Carhuaz (2,632 m.s.n.m.)
- Huaraz (3,038 m.s.n.m.)
- Ticapampa (3,465 m.s.n.m.)

Asimismo, se incluye la línea de transmisión L-6694 desde la S.E. Huaraz Oeste (3,750 m.s.n.m.) a S.E. Huaraz (3,038 m.s.n.m.). Por otro lado, desde la subestación Sihuas deriva en 60 kV hacia la subestación de Pomabamba (3,057 m.s.n.m.) y de allí hacia la subestación Huari (3,250 m.s.n.m.).

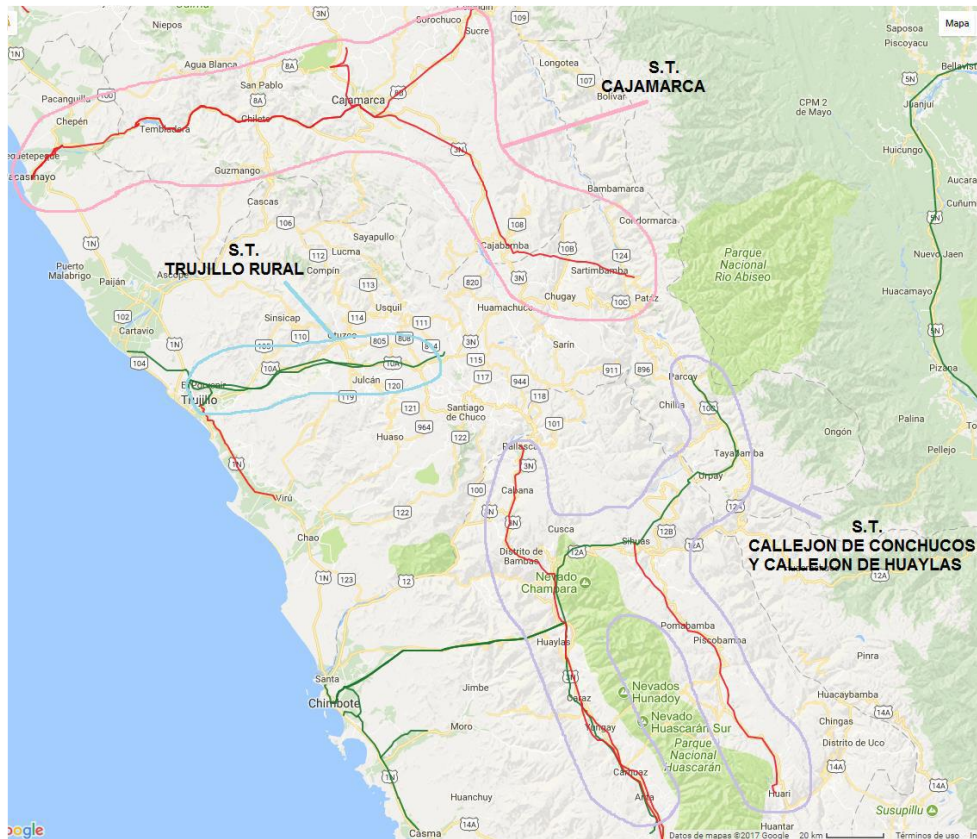


Figura 12: Ubicación de las líneas del S.T. de Hidrandina

3.2.2 Objetivo

Procesamiento de las medidas de resistencia de puesta a tierra de las estructuras intervenidas y las medidas de resistividad eléctrica del terreno de las líneas del Sistema de Transmisión de Hidrandina.

3.2.3 Alcances

Se presenta el registro de medidas de resistividad eléctrica del terreno por el Método Wenner, y el registro de medidas de resistencia de puesta a tierra de las estructuras mediante el método de impulso tipo rayo.

- Se registra la medición de los valores actuales de resistencia de puestas a tierra y resistividad del terreno mediante muestreo mínimo en el 10% de cada sistema de transmisión.
- Se emitirá observaciones y/o recomendaciones en función de la evaluación y análisis de las mediciones de resistividad realizado en el presente informe.

3.2.4 Normas a aplicar

Las normas y documentos de referencia para el análisis de datos de los valores obtenidos en la medición de la resistividad eléctrica del terreno son:

- IEEE Std. 81 “Guide for Measuring Earth Resistivity, Ground Impedance and Earth Surface Potentials of a “Groud System”.
- IEEE Std. 80-2000 “Guide for Safety in AC Substation Grounding.

3.2.5 Metodología

Las mediciones de resistividad eléctrica del terreno se han efectuado mediante el método de los cuatro (04) electrodos (Método Wenner), tal como se establece en los Criterios de Ejecución.

3.2.6 Recursos Empleados

Para las mediciones de resistividad eléctrica se han utilizado los Telurómetros digitales con las siguientes características.

Tabla 14 Datos del equipo Telurómetro utilizado en las mediciones,

Marca y Modelo	Número de Serie	Fecha de la última calibración
Earth Analyser MI 3290	16350123	23/03/2017
Earth Analyser MI 3290	16350090	23/03/2017

Fuente: *Elaboración propia.*



Figura 13 Equipo Telurómetro MI 3290

3.2.7 Procedimiento de medición de resistividad

Ubicación del eje de medida (GPS):

- El terreno donde se efectuará las mediciones deberá ser de fácil acceso, plano, de pendiente suave preferentemente; donde el personal no esté expuesto a caídas.
- Se identifica el punto de medida (forma longitudinal y transversal) donde se realizarán las mediciones con diferentes distancias entre electrodos “a”, para obtener resistividades aparentes y tener una serie de puntos con los cuales se define una “Característica de Campo”.
- Este deberá hallarse en el punto de ubicación de las torres y vértices.

3.2.8 Metodología de la Medición

Uso del Telurómetro MI 3290 (Analizador de Tierra) para medición en campo.

- Se utilizará un Telurómetro para tener idoneidad de los resultados y seguridad del personal. El Telurómetro deberá contar certificado de calibración vigente.
- Medición de Impedancia de impulso para simular descarga de un rayo
- Medición de la resistividad de terreno
- Se aplicará el método de caída de potencial.
- Los resultados se guardarán en la memoria del equipo.

3.2.9 Medición de la Resistividad Eléctrica

Se utilizará el método de sondeos WENNER (ASTM G-57), adecuado para sondeos geo eléctricos de pequeña profundidad.

- Utiliza disposición de cuatro (04) electrodos de sondeo clavados en Línea Recta.
- Los electrodos de sondeos se clavan equidistantes con una separación (a).
- La profundidad de clavado en el suelo será $b \leq a/20$.
- Inyecta la corriente de medida (I) en el circuito de electrodos (C1) y (C2).
- Mide una ΔU intermedia (Vs) entre los electrodos intermedios (P1) y (P2).
- Se miden (I) y (Vs) o bien la resistencia (R) con un Telurómetro $R = V_s / I$.
- El equipo empleado hace las conversiones para arrojar como resultado valores en $\Omega.m$, que aparecen indicadas en el Telurómetro.

El valor de resistividad obtenido de la medición se calcula con la siguiente ecuación (Norma IEEE Std. 81-1983 ecuación 2, página 12):

$$\rho_1 = \frac{4\pi a R}{1 + \frac{2a}{\sqrt{a^2 + 4b^2}} - \frac{a}{\sqrt{a^2 + b^2}}}$$

En donde:

- ρ_1 : Es la resistividad del suelo en $\Omega.m$.
- R: Es la resistencia en Ω .
- a: Es la distancia entre electrodos adyacentes en m.

- b: Es la profundidad de enterramiento de los electrodos más lejanos en m.

Si “b” es pequeño comparado con “a” ($b/a \leq 1/20$), por ejemplo, cuando las varillas son enterradas a una pequeña profundidad, la ecuación anterior puede ser reducida a (ver Norma IEEE Std. 81-1983 ecuación 3, página 12):

$$\rho_a = 2\pi a R$$

Si los electrodos están a poca distancia entre sí, la corriente fluye de modo superficial, a mayor separación, la corriente penetra capas más profundas del suelo.

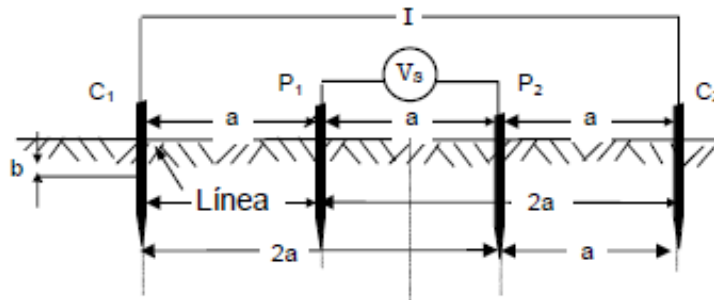
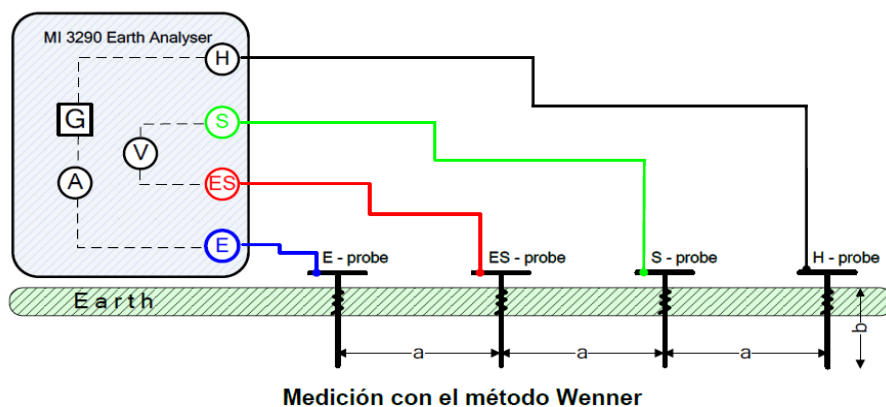


Figura 14: Método de Wenner, resistividad del terreno.

El método de Wenner es el más empleado debido a su fácil implementación y formulación matemática y en algunas aplicaciones los equipos de medida traen incorporada internamente la ecuación para el cálculo de resistividad aparente.

Figura nro. 16: Método de medición Wenner de resistividad del terreno



Método Wenner con igual distancia entre sondas de prueba:

$$b < \frac{a}{20}$$

$$\rho_{\text{Wenner}} = 2\pi * a * R_e (\Omega)$$

Dónde:

Re: Resistencia de la tierra medida con método de 4 polos

a: Distancia entre sondas de tierra

b: Profundidad de las sondas de tierra

π : 3.14159

a) Ventajas del método de Wenner

- Es un método con mayor aplicación en puestas a tierra.
- Ideal para pequeños volúmenes de suelo.
- Aplica también para grandes volúmenes de suelo.
- Si $b < 0.1^a$; la resistividad es: $\rho = 2\pi aR$.

La interpretación de la resistividad aparente es la parte más difícil de la medición. El objetivo básico es deducir un modelo de suelo que sea una buena aproximación del suelo real, pues cambia lateralmente y con respecto a la profundidad, según la estratificación del suelo. También puede haber variaciones temporales por el clima.

3.2.10 Medición por el Método de Impedancia de Impulso

La impedancia de impulso de un sistema de puesta a tierra es un parámetro útil para predecir el comportamiento en condiciones transitorias, da una relación directa entre el aumento de potencial de pico y el aumento de corriente de pico.

- Se toma una distancia de 100 metros para la pica de corriente y 62 m para la varilla de potencial.
- Medición de la impedancia del sistema de puesta a tierra de la torre de transmisión.

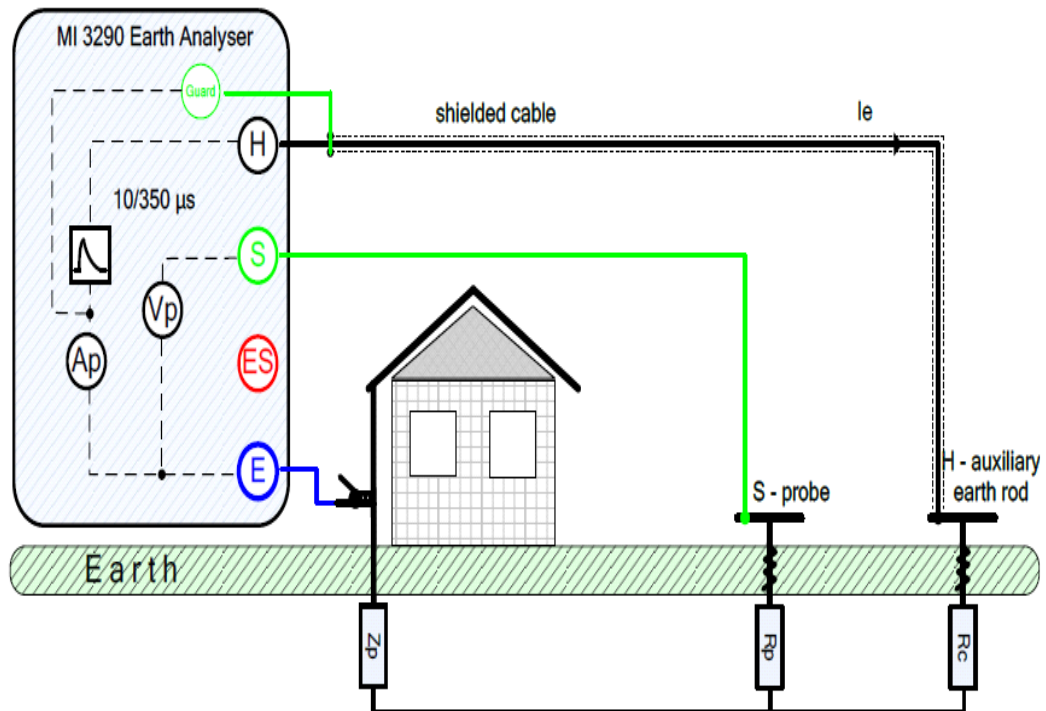


Figura 15: Método de Impedancia de Impulso

Durante la medición se inyecta una corriente de impulso (10/350 µs) en la tierra a través de una sonda auxiliar (H). la impedancia de la sonda auxiliar (H) debería ser tan baja como sea posible para inyectar una corriente de prueba alta. Se puede disminuir la impedancia Rc usando más sondas en paralelo. Una mayor corriente de impulso inyectada mejora la inmunidad contra las corrientes de tierra parásitas. La tensión de pico se mide con la sonda de potencia (S). la impedancia de impulso Zp se determina por la relación de tensión de pico/corriente de pico. Con los datos de la figura nro. 17:

$$Z_p = \frac{U_{pico}}{I_{pico}} - Z_{in}$$

Donde:

Zp: Impedancia de impulso

Zin: Impedancia interna del instrumento

Upico: Tensión de pico

Ipico: Corriente de pico

Tabla 15: Mediciones en la Línea 6689, Sihuas Pomabamba

LÍNEA	Número	MEDICIÓN		
		Distancia entre Picas	Resistividad (Ω/m)	Resistencia de Impulso (Ω)
L- 6669 (SIHUAS – POMABAMBA)	T-1	d=2m	41.8	2.8
		d=4m	34.2	
	T-10	d=2m	327	18
		d=4m	238	
	T-21	d=2m	57.6	5
		d=4m	60.1	
	T- 34	d=2m	70.8	8.8
		d=4m	86.3	
	T-37	d=2m	3450	34
		d=4m	6740	
	T-41	d=2m	77.7	5.4
		d=4m	77.6	
	T-50	d=2m	611	51
		d=4m	1113	
	T-79	d=2m	315	6.7
		d=4m	241	

3.2.11 Medición de la resistividad del terreno en las zonas identificadas.

Una vez identificadas las zonas con mayor incidencia de descargas atmosféricas, se procedió a medir la resistividad del terreno de las estructuras(torres) dentro de la zona, estas mediciones se realizarán mediante el método de Wenner, con un equipo Telurómetro digital de alta frecuencia.

Estas mediciones determinaran el diseño de puesta a tierra que requiere cada estructura a pie de torre.

A continuación, se detallan los valores obtenidos en cada estructura:

Tabla 16: Resistividad y resistencia de puesta a tierra en línea 60 Kv

MEDICIÓN DE RESISTIVIDAD Y RESISTENCIA DE PUESTAS A TIERRA EN LA L- 6689/60KV				
ÍTEM	N° DE ESTRUCT.	MATERIAL DE LA ESTRUCT.	DISTANCIA ENTRE PICAS	RESISTIVIDAD DE TERRENO (?- m)
1	14	METAL	2 METROS	450
2	15	METAL	2 METROS	475
3	16	METAL	2 METROS	563
4	17	METAL	2 METROS	585
5	18	METAL	2 METROS	398
6	19	METAL	2 METROS	687
7	20	METAL	2 METROS	250
8	38	METAL	2 METROS	325
9	39	METAL	2 METROS	6740
10	40	METAL	2 METROS	215
11	41	METAL	2 METROS	264
12	42	METAL	2 METROS	356
13	43	METAL	2 METROS	420
14	44	METAL	2 METROS	310
15	45	METAL	2 METROS	780
16	46	METAL	2 METROS	840
17	47	METAL	2 METROS	970
18	48	METAL	2 METROS	867
19	49	METAL	2 METROS	879
20	50	METAL	2 METROS	215
21	56	METAL	2 METROS	203
22	58	METAL	2 METROS	187
23	60	METAL	2 METROS	176
24	61	METAL	2 METROS	214
25	62	METAL	2 METROS	310
26	63	METAL	2 METROS	780
27	72	METAL	2 METROS	295
28	73	METAL	2 METROS	251
29	74	METAL	2 METROS	356
30	75	METAL	2 METROS	578
31	77	METAL	2 METROS	268
32	78	METAL	2 METROS	312
33	80	METAL	2 METROS	180
34	81	METAL	2 METROS	177
35	82	METAL	2 METROS	208

3.3 Medición de la resistencia de puesta a tierra de todas las estructuras a lo largo de la línea de transmisión.

Las mediciones de resistencia de P. A. T, se realizarán en todas las estructuras para determinar y evaluar si se encuentran dentro de los rangos permisibles según el estudio, caso contrario se instalará nuevos sistemas de P. A. T. que cumplan rangos inferiores a 5Ω en las zonas con mayor incidencia de descargas atmosféricas, según el estudio realizado, estas mediciones se realizarán mediante el método de wenner, con un equipo teluometro digital de alta frecuencia. A continuación, se presenta un cuadro de resultados de las mediciones:

Tabla 17B: Resistividad y resistencia de puesta a tierra línea L 6689 de 60 kv

MEDICIÓN DE RESISTIVIDAD Y RESISTENCIA DE PUESTAS A TIERRA EN LA L- 6689/60KV				
ÍTEM	N° DE ESTRUCT.	MATERIAL DE LA ESTRUCT.	DISTANCIA ENTRE PICAS	RESISTIVIDAD DE LA ESTRUCTURA (?- m)
1	14	METAL	32- 50 METROS	59
2	15	METAL	32- 50 METROS	61
3	16	METAL	32- 50 METROS	73
4	17	METAL	32- 50 METROS	78
5	18	METAL	32- 50 METROS	54
6	19	METAL	32- 50 METROS	89
7	20	METAL	32- 50 METROS	16
8	38	METAL	32- 50 METROS	35
9	39	METAL	32- 50 METROS	120
10	40	METAL	32- 50 METROS	36
11	41	METAL	32- 50 METROS	33
12	42	METAL	32- 50 METROS	38
13	43	METAL	32- 50 METROS	42
14	44	METAL	32- 50 METROS	36
15	45	METAL	32- 50 METROS	98
16	46	METAL	32- 50 METROS	145
17	47	METAL	32- 50 METROS	157
18	48	METAL	32- 50 METROS	143
19	49	METAL	32- 50 METROS	116
20	50	METAL	32- 50 METROS	23
21	56	METAL	32- 50 METROS	29
22	58	METAL	32- 50 METROS	28
23	60	METAL	32- 50 METROS	25
24	61	METAL	32- 50 METROS	39
25	62	METAL	32- 50 METROS	47
26	63	METAL	32- 50 METROS	95
27	72	METAL	32- 50 METROS	34
28	73	METAL	32- 50 METROS	38
29	74	METAL	32- 50 METROS	42
30	75	METAL	32- 50 METROS	79
31	77	METAL	32- 50 METROS	19
32	78	METAL	32- 50 METROS	21
33	80	METAL	32- 50 METROS	8.3
34	81	METAL	32- 50 METROS	9.2
35	82	METAL	32- 50 METROS	12.3

3.1 Resistencia de puesta a tierra en estructuras de la línea de transmisión.

En la tabla siguiente se presenta el cuadro resumen de mediciones de resistividad y resistencia a tierra de las estructuras, con sus rangos y contrapesos empleados, es un cuadro en Excel.

Tabla 18: Resumen de resistividad para LT 60 kV

N°	p (Ohm- m)	R (Ohm)	L total (m)	Lc (m)	Rango p (Ohm- m)	Tipo de contrapeso
1	48	5	2	2 x 1	[0- 48]	CSSA - 2 x 1
2	78	5	4	2 x 2	<48 - 78]	CSSA - 2 x 2
3	107	5	6	2 x 3	< 78 - 107]	CSSA - 2 x 3
4	130	5	8	2 x 4	< 107 - 130]	CSSA - 2 x 4
5	155	5	10	2 x 5	< 130- 155]	CSSA - 2 x 5
6	180	5	12	2 x 6	< 155- 180]	CSSA - 2 x 6
7	210	5	14	2 x 7	< 180 - 210]	CSSA - 2 x 7
8	250	5	16	2 x 8	< 210- 250]	CSSA - 2 x 8
9	280	5	20	4 x 5	< 230 - 280]	CDSA - 4 x 5
10	320	5	24	4 x 6	< 280 - 320]	CDSA - 4 x 6
11	370	5	28	4 x 7	< 320 - 370]	CDSA - 4 x 7
12	410	5	32	4 x 8	< 370 - 410]	CDSA - 4 x 8
13	450	5	34	4 x 8.5	<410 - 450]	CDSA - 4 x 8.5
14	490	5	40	4 x 10	< 450- 490]	CDSA - 4 x 10
15	>500				? 500	CC

Para la LT de 60 kV

Tabla 19: Rango para Puesta a Tierra Capacitiva

Resistividad (Ohm - m)	Tipo de Puesta a tierra	Longitud de la Zanja (m)	Aplicación
> 500	CC	9,5	LT 60 kV
>1000	CC	9,5	LT 138 kV

Se aprecia en el grafico que para la LT de 60-66 kV, se muestra los costos vs la resistividad en Ohmios-metro, la puesta a tierra capacitiva CC, sale más económico a partir de los 500 ohmio-metros.

COMPARATIVO PUESTA A TIERRA (10 ohmios)

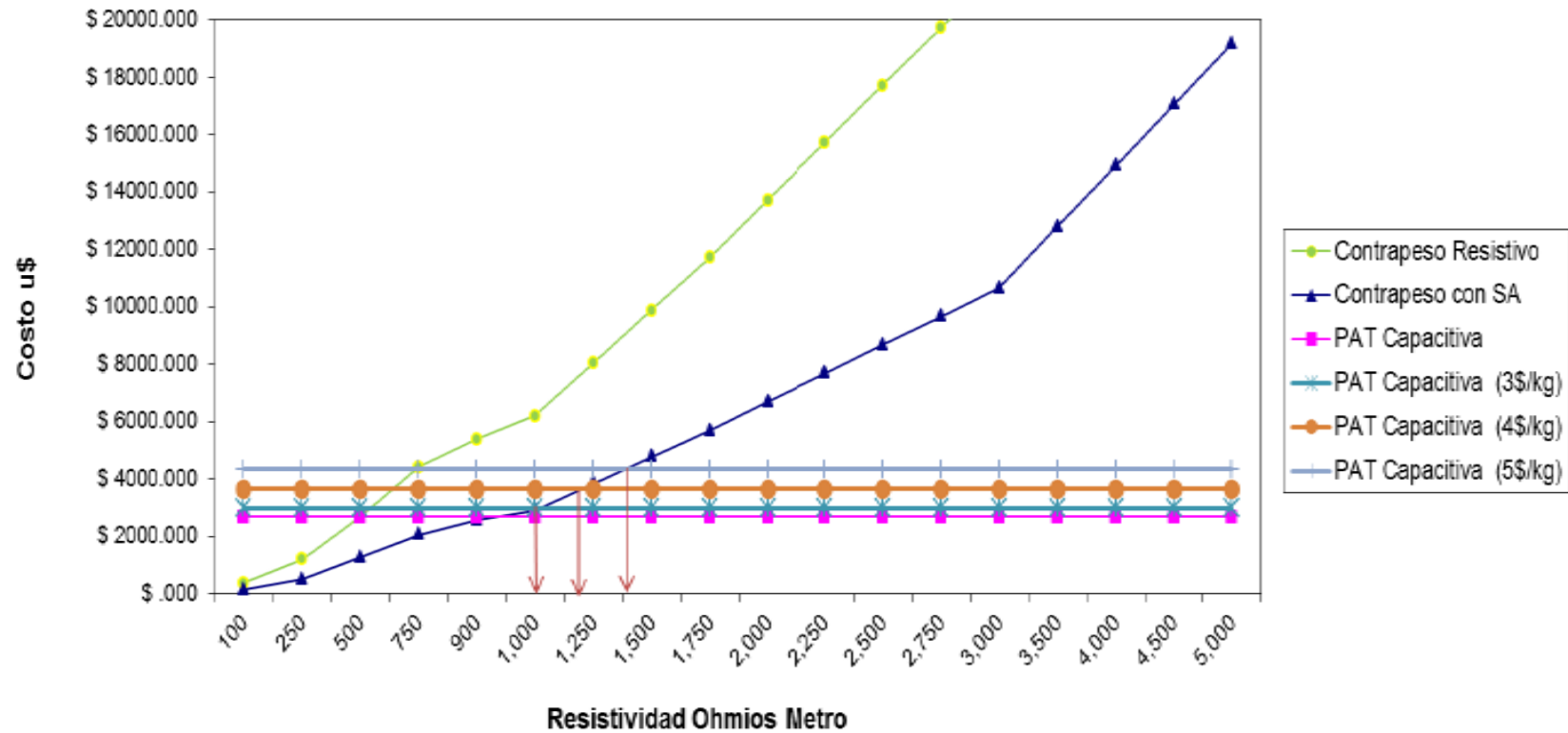


Figura 16: Gráfico Comparativo de Puesta a Tierra de 10 Ohmios

COMPARATIVO PUESTA A TIERRA (5 ohmios)

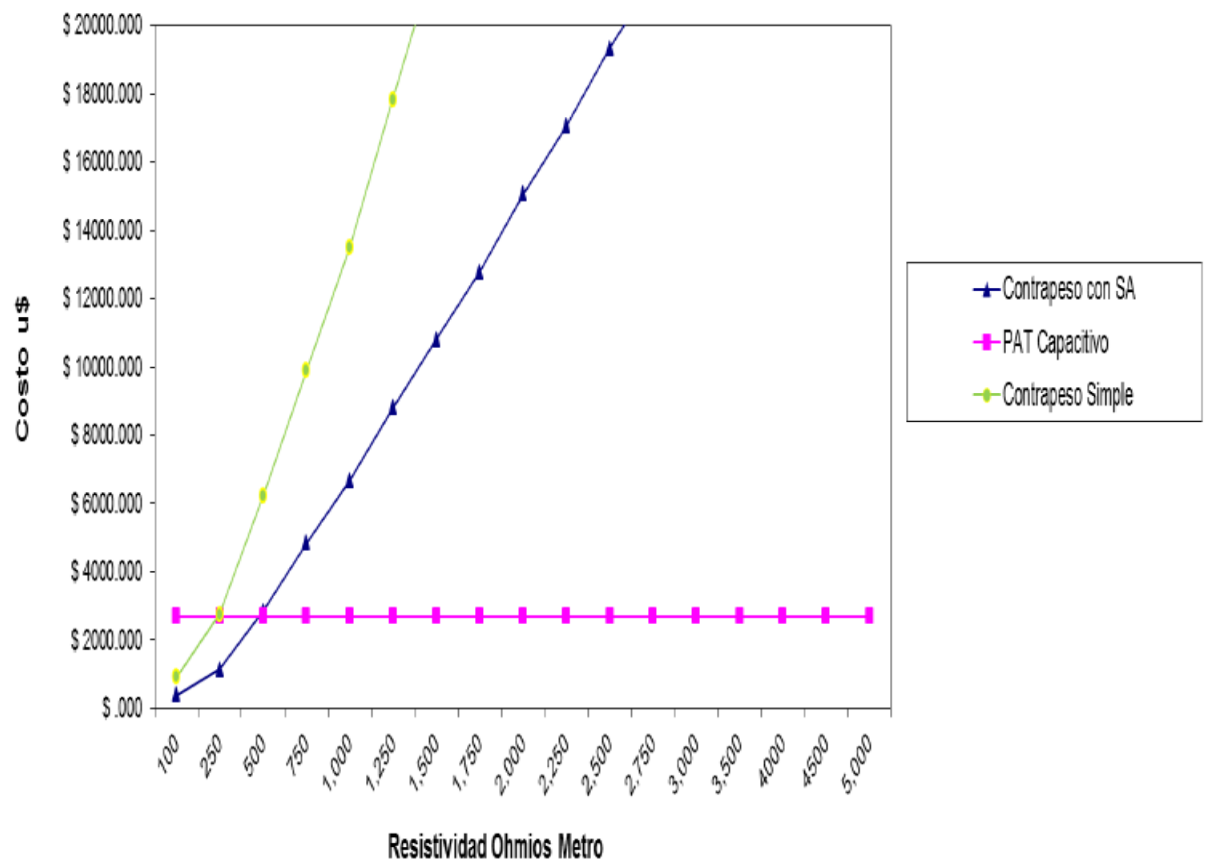


Figura 17: Gráfico comparativo de Puesta a Tierra de 5 Ohmios

3.4 Dimensionamiento y selección del sistema de protección contra sobretensiones de origen atmosférico.

3.4.1 Selección de Pararrayos Para 60 kv

3.4.1.1 Generalidades

A continuación, se presenta los criterios y metodología para el dimensionamiento y selección de características técnicas del pararrayos, para proteger a la LT en Vanos mayores a 800 m con grandes quebradas, expuesto a condiciones de sobretensión durante el transcurso de su vida útil.

Los Pararrayos a utilizar serán del tipo óxido de zinc, a una altura que varía entre 2000-3500 msnm.

3.4.2 Sobretensión Temporal (TOV)

Son sobretensiones oscilatorias que tienen un tiempo relativamente largo y son no amortiguadas o solo débilmente amortiguadas.

Tensión que excede a la tensión nominal del sistema y que se presentan debido a fallas.

$$\text{TOV} = \frac{K_e \cdot U_m}{\sqrt{3}} \dots (3.5.2)$$

Donde:

- K_e = Factor de Puesta a Tierra
- $K_e = 1.4$ Para sistemas con neutro aterrado Y
- $K_e = 1.73$ Para sistemas aislados Δ
- U_m = Tensión máxima de Servicio

3.4.3 Tensión Máxima de Operación Continua (MCOV)

Es la tensión máxima que puede aparecer en tensión continua, en los terminales del pararrayos.

Para sistemas con neutro aterrado:

$$\text{MCOV} = \frac{U_m}{\sqrt{3}} \dots (3.5.3)$$

Para sistemas aislados:

$$\text{MCOV} = K_e * \frac{U_m}{\sqrt{3}}$$

Donde:

- K_e = Factor de Puesta a Tierra
- $K_e = 1$ Para sistemas con neutro aterrado Y
- $K_e = 1.73$ Para sistemas aislados Δ
- U_m = Tensión máxima de Servicio

Tensión de operación continua (U_c)

$$U_c = \frac{U_m}{\sqrt{3}}$$

Selección de la tensión del pararrayos

Utilizando la tensión de operación continua (U_c).

$$U_{r1} \geq \left(\frac{1}{k_0} \right) * U_c$$

U_c = Tensión nominal del pararrayos

K_0 = Factor de diseño del pararrayos

Utilizando la sobretensión temporal (TOV):

$$U_{r2} \geq \left(\frac{1}{k_t} \right) * TOV$$

Ur2 = Tensión nominal del pararrayos

Kt = Factor

Donde: $U_r > \max\{U_{r1}, U_{r2}\}$

Margen de protección según ANSI C62.2

Condición:

- Margen admitido a impulso tipo rayo debe ser $\geq 20 \%$
- Margen admitido a impulsos tipo maniobra deber ser $\geq 15 \%$

Cálculo de Márgenes de protección de 2000 - 3000 msnm (BIL=1050 kVp, de la Coordinación de aislamiento.

Debido a descargas atmosféricas

$$\% \text{ Margen} = \left(\frac{BIL}{LIL} - 1 \right) * 100 (\%)$$

% Margen = 132.82 % (Cumple)

Debido a sobretensiones de maniobra

$$\% \text{ Margen} = \left(\frac{BIL}{SSP} - 1 \right) * 100 (\%)$$

%Margen = 171.32 % (Cumple)

3.4.4 Cálculo y selección del pararrayos

Premisas de Diseño:

- Tensión Nominal del Sistema: 60.0 kV
- Tensión Máxima del Sistema: 72.5 kV
- Tipo de Pararrayos: Oxido de Zinc
- Tensión Máxima del Material 72.5 kV

- Tipo de Conexión del Neutro Rígido a Tierra
- Factor de conexión a Tierra (Ke): 1.4
- Nivel de Contaminación: Media
- Longitud de Fuga Unitaria: 35 mm/kV
- Altitud sobre el Nivel del Mar: 2 000 msnm
- Nivel de Aislamiento del Equipamiento (Interno) 325.0 kV

Grado de Contaminación - Recomendación según IEC 815

Grado I - Polución Muy Ligera: 22 mm/kV

Grado II - Polución Ligera: 28 mm/kV

Grado III - Polución Media: 35 mm/kV

Grado IV - Polución Alto: 43 mm/kV

Grado V - Polución Muy Alto: 54 mm/kV

3.4.5 Cálculos y Resultados:

Cálculo de la Tensión Continua de Operación, COV

$$COV \geq \frac{U_m}{\sqrt{3}} = \frac{72.5}{\sqrt{3}} = 41.86 \text{ kv}$$

Um = Tensión máxima del equipo

Cálculo de la Sobre-tensión Temporal, TOV

$$TOV = K_e * COV * \left(\frac{T_t}{10}\right)^m = 1.40 * 41.86 * \left(\frac{1}{10}\right)^{0.02} = 55.96 \text{ kv}$$

- Ke = Factor de puesta a tierra
- Tt = Duración de la sobretensión temporal = 1 segundo
- m = Exponente que describe la característica de la tensión a frecuencia industrial frente al tiempo del pararrayos, valor medio de 0.02.

Cálculo de tensión nominal del pararrayo, Ur:

$$R_0 = \frac{COV}{K_0} \wedge R_e = \frac{TOV}{K_t} = \frac{55.96}{1.06} = 52.8 \text{ kv}$$

$$R = \text{Max}(R_0, R_e)$$

K_0 : Factor de diseño del pararrayos, generalmente 0.8

Capacidad de descarga del pararrayos contra sobretensiones temporales, se considera 1.06 para una sobretensión de 2 horas

Corriente nominal de descarga del pararrayo: 10 kA

Clase de descarga de línea: Clase 2

Cálculo del factor de corrección de altitud

$$K_a = e^{\frac{H-1000}{8150}} = e^{\frac{2000-1000}{8150}} = 1.13$$

En la cual, H = altura sobre el nivel del mar = 2000 msnm

Cálculo de la línea de fuga del pararrayo, L_f

$$L_f = G_a * K_a * \frac{U_{\max}}{\sqrt{3}}$$
$$L_f = 34.72 * 1.13 * \frac{72.5}{\sqrt{3}} = 1642.08$$

U_{\max} = Tensión máxima del sistema eléctrico

3.4.6 Selección del Pararrayo:

El pararrayo seleccionado de tener las siguientes características:

	Calculado	Estándar	Corregido
Tensión Nominal del Pararrayo (U_r):	52.80 kV	54.00 Kv	54.00 kV
Tensión de Operación Continua (COV)		42.0 kV	
Sobretensión Temporal (TOV)		62.1 kV	
Corriente Nominal de Descarga en Onda 8/20 ms:		10 kA	
Clase de Descarga		Clase 2	
Longitud de Línea de Fuga Mínima (Fase - Tierra)		2 270 mm	
Nivel de Protección al Impulso de Maniobra (1kA - 30/60us) – Ups		116.0 kV	

Tabla 20: Características que debe tener el pararrayo.

En la tabla nro: 18 se dan los parámetros técnicos que debe tener el pararrayos a dimensionar y seleccionar, que asegure la función de protección contra sobretensiones.

Determinación de la distancia arco (Housing)

Selección del revestimiento (Housing) hasta 1000 m.s.n.m.

Tensión soportada a frecuencia industrial - PFWV: 86.9 kV

Tensión soportada a impulso tipo maniobra - SIWV: 145.0 kV

Tensión soportada a impulso tipo rayo - LIWV: 182.0 kV

Corrección por altitud:

Factor de seguridad

Para LIPL FS1 = 1.15. Para SIPL FS2 = 1.10

Factor de corrección por altura

$$K_a = e^{m\left(\frac{H}{8150}\right)} = 1.28$$

3.4.7 Características del Pararrayo corregido por altura de instalación:

Nivel de Protección al Impulso de Maniobra (1kA - 30/60us) - Ups (SIPL):

163.1 kV

Nivel de Protección al Impulso atmosférico (10kA - 8/20 us) - Upl (LIPL):

205.8 kV

Distancia arco (Housing) para el pararrayos a altitud de 2000 m.s.n.m.: h =

412 mm

Tensión residual máximo al impulso tipo descarga atmosférica a:

5 kA: 132 kV, 10 kA: 140 kV, 20 kA: 157 kV

3.4.8 Cálculo del revestimiento externo (Housing) corregido por altitud:

Aplicando factor de altitud ka en función de la resistencia para la coordinación del aislamiento (Tabla 2.15)

LIWL corregido = 202.9 kV Calculado

Conclusión: El nivel de protección del pararrayos seleccionado cumple con lo requerido, porque actúa antes del BIL de equipo a proteger

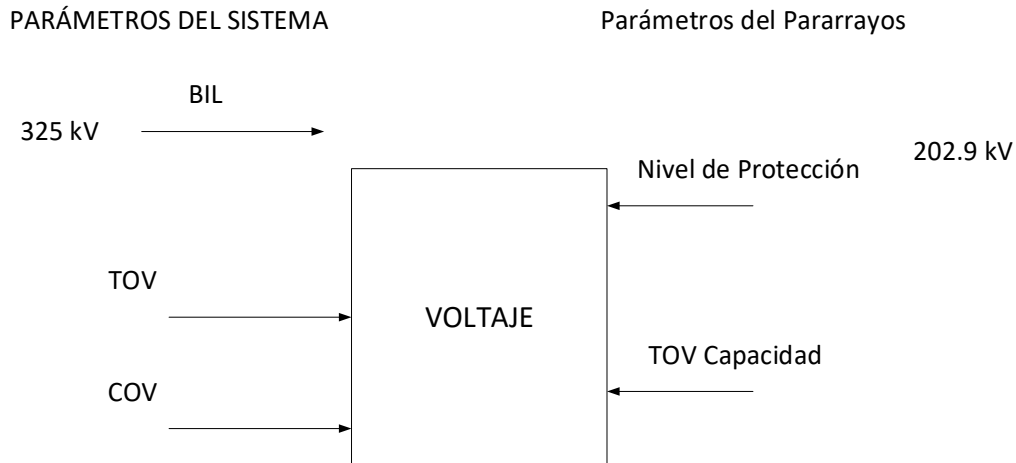


Figura 18: Parámetros eléctricos en 325 kV y en 202.9 kV del sistema de protección contra sobretensiones por descargas atmosféricas.

Márgenes de protección

$$\begin{aligned} \%MO_{\text{contra descargas atmosféricas}} &= \left(\frac{BIL_{\text{equipo a proteger}}}{LIL_{\text{seleccionado}}} - 1 \right) \\ &= 132\% \text{ Margen superior en } 3\% \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \%MO_{\text{contra sobretensiones de maniobra}} &= \left(\frac{BIL_{\text{equipo a proteger}}}{LPL_{\text{seleccionado}}} - 1 \right) \\ &= 180\% \text{ Margen superior en } 8\% \end{aligned}$$

3.5 Dimensionamiento del sistema de puesta a tierra (SPT) para descargas atmosférica

3.5.1 Objetivo:

Definir la selección del conductor de Puesta a tierra a considerar en el nuevo sistema de protección contra sobretensiones atmosféricas en los sistemas de transmisión callejón de Huaylas y Conchucos. El cálculo debe cubrir las características técnicas mínimas aceptables, para el suministro del conductor de puesta a tierra, su fabricación, inspección, pruebas, embalaje, fletes y seguros. Los SPAT se dimensionan según la resistividad del terreno y ubicación de las estructuras. En este proyecto se determinan puestas atierra capacitivas y resistivas.

3.5.2 Consideraciones

Para el diseño del Sistema de Puestas a Tierra de la Línea de Transmisión 60 kV, se verificará los potenciales que se originan en la superficie al ocurrir una falla en el sistema, estos potenciales deben ser inferiores a los máximos potenciales permitidos, también se seleccionará el conductor que pueda soportar esfuerzos mecánicos y térmicos. Se tomaron las siguientes consideraciones:

- Se considerará una resistencia ≤ 5 ohmios para las LT de 60-66 kV.
- Tiempo de despeje de falla de 0.5 s, considerando que los sistemas de protección para las líneas de transmisión, transformadores de potencia y sistema de barras, serán del tipo diferencial; por lo que, el tiempo de despeje de falla es instantáneo.
- Las tensiones permisibles de toque y paso serán calculadas tomando en consideración una persona de 70 kg.
- Para el cálculo de las tensiones de toque y paso aplicaría para las LT 60-66 kV ya que requieren el uso de drenadores con una puesta a tierra capacitiva y se considera un $t = 0.001$ seg.
- La puesta a tierra capacitiva a implementar es una configuración donde se utiliza un suelo artificial sobre un fleje de cobre colocado en “zigzag”, forma en la cual da mejores resultados a la línea cuando las resistividades del suelo son mayores a 500 ohm-m en LT 60 KV. Esta puesta a tierra actuara como un capacitor, acumulando las corrientes ocasionadas por el rayo y luego las dispersara a tierra. Es efectiva cuando sus valores son superiores a 15 mili faradios, según estudios y cálculos.
- Las puestas a tierra resistivas serán instaladas en las estructuras con resistividad inferior a los 500 ohmios-metro.
- La puesta a tierra resistiva a implementar es tipo contrapeso y estará compuesta por un suelo artificial sobre un conductor de cable coperweld colocado en “zigzag” o en forma lineal. Esta puesta a tierra dará mejores resultados a la línea cuando las resistividades del suelo son inferiores a 500 ohm-m en LT 60 KV.

- Esta puesta a tierra actuará como una resistencia, drenando a tierra todas las corrientes ocasionadas por el rayo. Es efectiva para valores inferiores a 5ohmios.
- Estos 02 sistemas de puestas a tierra servirán para drenar a tierra todas las sobretensiones y evitar el retorno de las corrientes ocasionadas por el rayo, dando confiabilidad al sistema eléctrico de la línea de transmisión L-6689/60kv.

3.5.3 Normas de aplicación

Los códigos y normas a aplicar serán como requerimiento mínimo, las últimas ediciones y/o enmiendas indicadas en:

Código Nacional de Electricidad Suministro 2011 (R.M N° 214- 2011-MEM/DM).

Código Nacional de Electricidad Utilización 2006 (R.M N° 037- 2006-MEM/DM).

IEEE Std 80- 2000 IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding.

3.5.4 Condiciones ambientales

El clima en la zona del estudio es típico de la sierra norte del Perú, con altitudes que oscilan conforme el trazo de cada una de las Líneas de transmisión.

3.5.4.1. Sistema de transmisión Callejón de Huaylas:

- Temperatura máxima: 21.5 ° C
- Temperatura mínima: 6 ° C
- Temperatura promedio: 16.6 °C temporada de lluvias de octubre hasta abril.
- El clima en las cumbres es glaciario.
- Humedad relativa promedio: 60,0 %
- Velocidad del viento máxima: 22 km/h
- Altitud promedio: 2000 - 3900 m.s.n.m.

3.5.5 Cálculo de la corriente de puesta a tierra

3.5.5.1 Corriente de cortocircuito

Para iniciar los cálculos tendremos como valores de entrada la corriente de cortocircuito, la cual será obtenida el mayor de las barras de la SE existente que se muestran en la tabla nro. 11. Estos valores de corto circuito fueron obtenidos del programa Digsilent hasta el año 2028 y para el año 2038 se realizó una estimación lineal, con lo cual obtenemos el siguiente resultado:

Tabla 21: Cuadro de cortocircuito en el año 2038.

		CC A TIERRA (Ka)			
BARRA	UNIDAD	2018	2022	2028	2038
Trujillo Norte	Barra 138 kV	9.51	12.61	14.47	19.43
Gallito Ciego	Barra 60 KV	4.34	4.67	5.64	6.94
Tembladera	Barra 60 KV	2.04	2.11	2.29	2.54
Chilete	Barra 60 KV	0.9	0.92	0.95	1
Cajamarca	Barra 60 KV	2.87	2.88	2.99	3.11
Cajamarca Norte	Barra 60 KV	7.81	7.95	8.98	10.15
Celendín	Barra 60 KV	0.46	0.46	0.47	0.48
San Marcos	Barra 60 KV	1.36	1.36	1.37	1.38
Cajabamba	Barra 60 KV	0.91	0.91	0.91	0.91
Kiman Ayllu	Barra 138 KV	8.96	9.19	9.38	9.8
Sihuas	Barra 138 KV	2.12	2.13	2.14	2.16
Tayabamba	Barra 138 KV	1.6	1.61	1.61	1.62
Sihuas	Barra 60 KV	0.93	0.94	0.94	0.95
pomabamba	Barra 60 KV	0.53	0.53	0.53	0.53
Huallanca	Barra 138 KV	13.16	13.67	13.71	14.26
Huallanca	Barra 66 KV	2.59	3.35	3.26	3.93
Santa Cruz	Barra 66 KV	1.95	2.24	2.24	2.53
Carhuaz	Barra 66 KV	0.71	0.74	0.74	0.77
Caraz	Barra 66 KV	1.13	1.22	1.22	1.31
Huaraz	Barra 66 KV	1.98	1.99	1.99	2
Ticapampa	Barra 66 KV	1.35	1.35	1.35	1.35
Pollasca	Barra 66 KV	0.47	0.61	0.61	0.75
La Pampa	Barra 66 KV	1.11	2.31	2.31	3.51

Fuente: Hidrandin

Tabla 22:Proyección de corto circuito para el año 2038.

UBICACIÓN	Icc(KA)
Trujillo Norte	19.43
Cajamarca	10.15
Huaraz	14.26

3.5.6 Selección del conductor de Puesta a Tierra

Para la selección del conductor de puesta a tierra se considera la corriente máxima de cortocircuito para el año 2038 que es $I_{cc} = 14.26 \text{ kA}$ (Ver tabla nro. 12), para la zona de Huaraz.

Además, se tiene en cuenta un tiempo máximo de actuación de las protecciones de 0.5 s se tiene:

$$A \text{ (mm}^2\text{)} = I * \frac{1}{\sqrt{\left(\frac{TCPA * 10^{-4}}{t_c * \alpha_r * \rho_r}\right) * \ln\left(\frac{K_0 + T_m}{K_0 + T_a}\right)}}$$

Fuente: Capítulo 11 de la Norma IEEE Std.80-2000.

Dónde:

I_{cc} : Corriente de falta prevista: 19.43 kA.

t_c : Tiempo de despeje de falla: 0.5 s.

α_r : Coeficiente térmico de resistividad a 20 °C: 0.00378 °C⁻¹.

K_0 : $1/\alpha_0$ (con α_0 : Coeficiente térmico de resistividad a 30 °C): 245 °C

ρ_r : Resistividad a 20 °C: 4.4 μΩ/cm.

TCAP: Factor de capacidad térmica: 3.85 J/(cm³x°C).

T_m : Temperatura máxima: 1084 °C.

T_a : Temperatura ambiente: 13.0 °C.

A: Sección mínima del conducto mm².

Sustituyendo en la fórmula, resulta que la sección mínima del conductor es 70.53 mm² de acuerdo a ello escogemos el conductor superior de 73.86 mm² Copperclad Steel de 7 N° 7 AWG, con una conductividad aproximada del 40%.

Sus principales características del conductor de puesta a tierra son las siguientes:

- Sección total: 73.86 mm²
- Diámetro conductor: 11.00 mm

- Peso nominal: 614.29 kg/km
- Resistencia mecánica mínima: 17.80 kN
- Capacidad de cortocircuito: 194.34 kA²s

3.5.7 Diseño de la puesta a tierra

3.5.7.1 Tipo contrapeso simple (CS) y doble (CD) para la LT 60- 66 kV

La configuración contrapeso simple consta de dos (2) contrapesos horizontales (L/2) y la configuración contrapeso doble consta de cuatro (4) contrapesos horizontales (L/4).

La resistencia equivalente Rt deberá ser ≤ 5 Ohm, Según Ítem 5.

$$R_t = R_{ch}$$

Calculando Rch:

$$R_{ch} = \frac{\rho}{2\pi L} * \left(\ln \frac{2L^2}{dh} - 2 + \frac{2h}{L} - \frac{h^2}{L^2} + \frac{h^4}{2L^4} \right)$$

Dónde:

Rch: Resistencia de contrapesos horizontales

ρ : Resistividad del suelo ($\Omega - m$)

d: Diámetro del conductor Copperclad Steel 7 N° 7: 0,011 m (Ver ítem 6.2)

h: Profundidad del conductor: 0,5 m

L: Longitud del contrapeso variable

Tabla 23: Diseño de PAT tipo contrapeso simple (CS)

N°	ρ (Ohm-m)	Rt (Ohm)	Rch (Ohm)	L (m)	L (m)	Rango ρ (Ohm-m)	Tipo de Contrapeso
1	43.0	5.0	5	12.0	2 x 6	[0 - 43]	CS - 2 x 6
2	54.0	5.0	5	16.0	2 x 8	<43 - 54]	CS - 2 x 8
3	65.0	5.0	5	20.0	2 x 10	<54 - 65]	CS - 2 x 10
4	75.0	5.0	5	24.0	2 x 12	<65 - 75]	CS - 2 x 12
5	85.0	5.0	5	28.0	2 x 14	<75 - 85]	CS - 2 x 14
6	95.0	5.0	5	32.0	2 x 16	<85 - 95]	CS - 2 x 16
7	105.0	5.0	5	36.0	2 x 18	<95 - 105]	CS - 2 x 18
8	114.0	5.0	5	40.0	2 x 20	<105 - 114]	CS - 2 x 20

Tabla 24:Diseño de PAT tipo contrapeso Doble (CD)

N°	ρ (Ohm-m)	Rt (Ohm)	Rch (Ohm)	L (m)	L (m)	Rango ρ (Ohm-m)	Tipo de Contrapeso
1	19.0	5	5	4.0	4 x 1	[0 - 19]	CD - 4 x 1
2	32.0	5	5	8.0	4 x 2	<19 - 32]	CD - 4 x 2
3	44.0	5	5	12.0	4 x 3	<32 - 44]	CD - 4 x 3
4	55.0	5	5	16.0	4 x 4	<44 - 55]	CD - 4 x 4
5	65.0	5	5	20.0	4 x 5	<55 - 65]	CD - 4 x 5
6	75.0	5	5	24.0	4 x 6	<65 - 75]	CD - 4 x 6
7	85.0	5	5	28.0	4 x 7	<75 - 85]	CD - 4 x 7
8	95.0	5	5	32.0	4 x 8	<85 - 95]	CD - 4 x 8
9	105.0	5	5	36.0	4 x 9	<95 - 105]	CD - 4 x 9
10	115.0	5	5	40.0	4 x 10	<105 - 115]	CD - 4 x 10
11	125.0	5	5	44.0	4 x 11	<115 - 125]	CD - 4 x 11

3.5.7.2 Tipo contrapeso simple (CSSA) y doble (CDSA) con suelo Artificial para la LT de 60-66 kV

La configuración contrapeso simple consta de dos (2) contrapesos horizontales (L/2) y la configuración contrapeso doble consta de cuatro (4) contrapesos horizontales (L/4).

La resistencia equivalente Rt deberá ser ≤ 5 Ohm, Según Ítem 5.

Calculando R: $R_t = R$

$$R = \frac{\rho}{2\pi l} \log_{10} \left(\frac{l}{0.1} \right)$$

Dónde:

R: Resistencia de contrapesos horizontales

ρ : Resistividad del suelo ($\Omega - m$)

l: Longitud del contrapeso variable

Tabla 25:Diseño de PAT tipo contrapeso simple en suelo artificial (CSSA)

N°	p (Ohm- m)	R (Ohm)	L total (m)	Lc (m)	Rango p (Ohm- m)	Tipo de contrapeso
1	48	5	2	2 x 1	[0- 48]	CSSA - 2 x 1
2	78	5	4	2 x 2	<48 - 78]	CSSA - 2 x 2
3	107	5	6	2 x 3	< 78 - 107]	CSSA - 2 x 3
4	130	5	8	2 x 4	< 107 - 130]	CSSA - 2 x 4
5	155	5	10	2 x 5	< 130- 155]	CSSA - 2 x 5
6	180	5	12	2 x 6	< 155- 180]	CSSA - 2 x 6
7	210	5	14	2 x 7	< 180 - 210]	CSSA - 2 x 7
8	250	5	16	2 x 8	< 210- 250]	CSSA - 2 x 8

Tabla 26: Diseño de PAT tipo contrapeso doble en suelo artificial (CDSA)

N°	p (Ohm- m)	R (Ohm)	L total (m)	Lc (m)	Rango p (Ohm- m)	Tipo de contrapeso
1	130	5	8	4 x 2	[0 - 130]	CDSA - 4 x 2
2	180	5	12	4 x 3	< 130- 180]	CDSA - 4 x 3
3	230	5	16	4 x 4	< 180- 230]	CDSA - 4 x 4
4	280	5	20	4 x 5	< 230 - 280]	CDSA - 4 x 5
5	320	5	24	4 x 6	< 280- 320]	CDSA - 4 x 6
6	370	5	28	4 x 7	< 320 - 370]	CDSA - 4 x 7
7	410	5	32	4 x 8	< 370 - 410]	CDSA - 4 x 8
8	450	5	34	4 x 8.5	< 410 - 450]	CDSA - 4 x 8.5
9	490	5	40	4 x 10	< 450 - 490]	CDSA - 4 x 10
10	530	5	44	4 x 11	<490 - 530]	CDSA - 4 x 11

3.5.7.3 Tipo puesta a tierra capacitiva (CC)

La configuración de puesta a tierra capacitiva se utilizará para la LT de 60 – 66 kV con Drenadores, consta en utilizar la configuración de puesta a tierra capacitiva colocada en la torre, ver figura nro. 21.

La puesta a tierra capacitiva es una configuración donde se utiliza un suelo artificial sobre un fleje de cobre colocado en “zic zac”, forma en la cual da mejores resultados da a la línea cuando las resistividades del suelo son mayores a 500 ohm-m en LT 60 KV con una puesta a tierra de 5 Ohmios, el capacitor equivalente se forma de la siguiente manera:

- Placa conectada al poste: Fleje de cobre

- Dieléctrico entre placas: Suelo artificial
- Placa conectada a tierra: El terreno que envuelve al suelo artificial

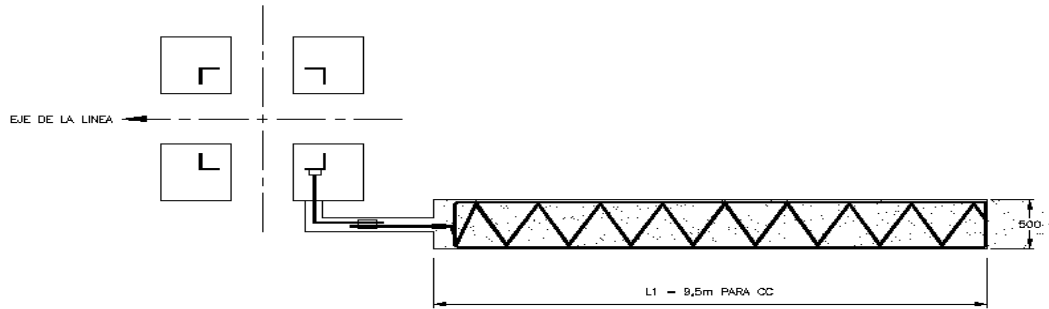


Figura 19: Vista de la sección transversal del Contrapeso

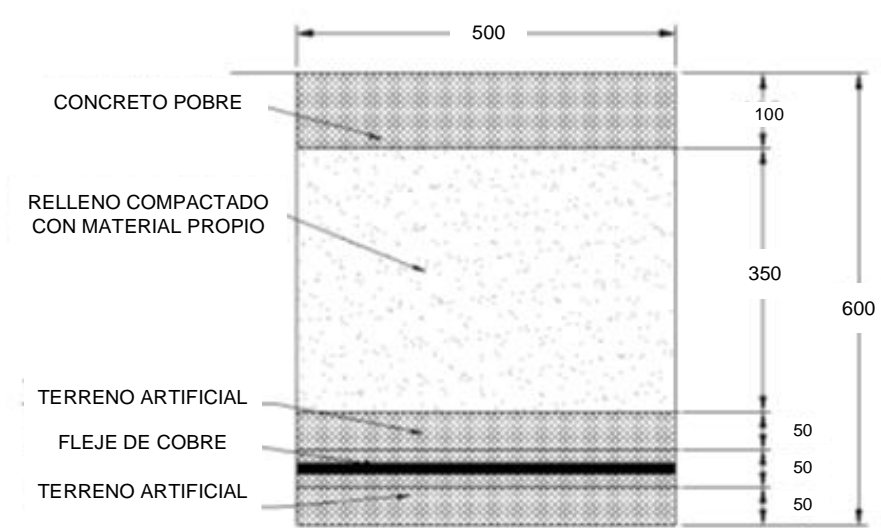


Figura 20: Cimentación para absorbedor de descarga.

3.5.8 De tensiones de toque y paso límite tolerable

Se considera las tensiones de Toque y paso límite para la LT de 60 – 66 kV , Para la LT de 60 kV se considera el uso de drenadores con puesta a Tierra Capacitiva, además se considera el tiempo: $1 \times 10^{-3} \approx 0,001$ seg.

Las situaciones típicas de choque eléctrico que involucran a una persona en una instalación durante una falla son: pie-pie desarrollándose tensiones de paso y mano -pie, mano-mano desarrollándose tensiones de toque.

De acuerdo la IEEE Std 80-2000, se determina el nivel de tensión que es capaz de soportar una persona durante un determinado tiempo sin sufrir daño, los cuales se calculan a continuación.

Tensión de toque límite tolerable por un cuerpo de 70 kg de peso corporal:

$$E_{\text{step70}} = (1000 + 1.5C_s * \rho_s) * \frac{0.157}{\sqrt{t_s}}$$

Tensión de paso límite tolerable por un cuerpo de 70 kg de peso corporal:

$$E_{\text{step70}} = (1000 + 6C_s * \rho_s) * \frac{0.157}{\sqrt{t_s}}$$

Dónde:

C_s : Factor de disminución de la capa superficial.

$$C_s = 1 - \frac{0.09 * \left(1 - \frac{\rho}{\rho_s}\right)}{2h_s + 0.09}$$

Dónde:

t_s : Duración del choque

ρ : Resistividad del terreno: 616 Ω/m Ver Informe (CSL-171400-6-IT-001 Rev.0)

ρ_s : Resistividad de la capa superficial ($\Omega\text{-m}$)

h_s : Espesor de la capa superficial.

Considerando $\rho_s = \rho$, El factor de disminución de la capa superficial es igual a 1, entonces:

Se calculan las tensiones de Toque y paso límite tolerable:

$$E_{\text{toque limite}} = 9.47 \text{ kV}$$

$$E_{\text{paso limite}} = 23.02 \text{ kV}$$

Para el diseño de los Sistemas de Puesta a Tierra de las Torres se instalará una puesta a tierra en contrapeso horizontal conformado por un conductor Copperclad Steel 7 N°7 AWG a una profundidad de 0,5 m las longitudes de los contrapesos varían en función de la resistividad del terreno.

Para controlar la tensión de toque y paso se usará puesta a tierra capacitivas para la LT de 60 – 66 kV.

Todas las resistencias deberán ser menores o igual a 5 ohmios para LT de 60-66kV.

N°	p (Ohm- m)	R (Ohm)	L total (m)	Lc (m)	Rango p (Ohm- m)	Tipo de contrapeso
1	48	5	2	2 x 1	[0- 48]	CSSA - 2 x 1
2	78	5	4	2 x 2	<48 - 78]	CSSA - 2 x 2
3	107	5	6	2 x 3	< 78 - 107]	CSSA - 2 x 3
4	130	5	8	2 x 4	< 107 - 130]	CSSA - 2 x 4
5	155	5	10	2 x 5	< 130- 155]	CSSA - 2 x 5
6	180	5	12	2 x 6	< 155- 180]	CSSA - 2 x 6
7	210	5	14	2 x 7	< 180 - 210]	CSSA - 2 x 7
8	250	5	16	2 x 8	< 210- 250]	CSSA - 2 x 8
9	280	5	20	4 x 5	< 230 - 280]	CDSA - 4 x 5
10	320	5	24	4 x 6	< 280 - 320]	CDSA - 4 x 6
11	370	5	28	4 x 7	< 320 - 370]	CDSA - 4 x 7
12	410	5	32	4 x 8	< 370 - 410]	CDSA - 4 x 8
13	450	5	34	4 x 8.5	<410 - 450]	CDSA - 4 x 8.5
14	490	5	40	4 x 10	< 450- 490]	CDSA - 4 x 10
15	>500				≥ 500	CC

Figura 21: Resumen de resistividad para LT 60 kv

Resistividad (Ohm - m)	Tipo de Puesta a tierra	Longitud de la Zanja (m)	Aplicación
> 500	CC	9,5	LT 60 kV
>1000	CC	9,5	LT 138 kV

Figura 22: Rango para Puesta a Tierra Capacitiva

3.6 Análisis económico

- Inversiones, soles:	
- Materiales:	16,000
- Equipos:	30,000
- Mano de obra:	18,850
- Supervisión:	2,500
- Movilidad:	3,500
- Insumos:	5,000
- Gastos generales:	4,000
- Total, inversiones:	79,850

Beneficios económicos, B

El principal es la eliminación de pérdida económica por puesta fuera de ser vicio de la línea de transmisión debido a las descargas atmosféricas de origen atmosférico.

$$B = P_p(\text{kw}) * T_{\text{po-prom}} \left(\frac{\text{h}}{\text{año}} \right) * PV_{\text{unit}} \left(\frac{\text{soles}}{\text{kw} - \text{h}} \right)$$

En la cual:

P_p = Potencia activa promedio de la línea de transmisión, kw

$T_{\text{po-prom}}$ = Tiempo promedio anual de interrupción de la línea de transmisión, h/año

PV_{unit} : Precio de venta unitario de la energía eléctrica, soles/kw-h

Reemplazando y procesando:

$$B = 12500 \text{ kw} * 14.5 \frac{\text{h}}{\text{año}} * 0.22 \left(\frac{\text{soles}}{\text{kw} - \text{h}} \right) = 39,875 \frac{\text{soles}}{\text{año}}$$

Tiempo estimado de retorno de la inversión

$$TRI = \frac{\text{Inversión (soles)}}{\text{Beneficio económico} \left(\frac{\text{soles}}{\text{año}} \right)} = \frac{79,850 \text{ soles}}{39,875 \frac{\text{soles}}{\text{año}}} = 2 \text{ años}$$

IV. DISCUSIÓN

La investigación tuvo como objetivo principal diseñar la coordinación de aislamiento para la implementación de un sistema de protección contra sobretensiones e intensidades en la línea de transmisión L – 6689/60 kv Sihuas Pomabamba, en Ancash; de 12 Mw de capacidad.

1. Diseño de aislamiento

Para el diseño eléctrico de aislamiento contra descargas atmosféricas, los cálculos se basan en la primera edición del “Transmission Line Reference Book 345 kV and Above” del EPRI. Se han adaptado algunos factores según la norma IEC y IEEE.

Se determinó la distancia de fuga mínima por contaminación, de acuerdo a la norma IEC- 60815 para el nivel de contaminación correspondiente, siendo de 320 mm, según IEC, tipo normal; la distancia de fuga específica es de 20 mm/kv. Para estas condiciones, el número de aisladores es de 5, para la línea de transmisión en 60 kV.

Para estimar la tasa de fallas por descargas atmosféricas en la línea L – 6689, se analizó los registros de señalizaciones del relé de protección ubicadas en las subestaciones de potencia de salida (Sihuas) y llegada (Huari), las cuales están monitoreadas por el centro de control de operaciones (CCO) de la empresa.

El Cálculo de tasa de salida de la línea se realizó considerando que las desconexiones por descargas atmosféricas son el factor principal de las desconexiones no programadas, se establece que la zona del proyecto estará sometida a una densidad de descargas atmosféricas de 1.0 descargas atmosféricas/km²-año. Según la norma 1243-1997, que relaciona esta data con el nivel cerámico, se obtiene un equivalente a 6.309 tormentas eléctricas /año, para estimar las desconexiones mencionadas se utilizó el método correspondiente al modelo electrogeométrico basado en el IEEE Standard 1243 -1997, el cual define, básicamente, las distancias de impacto del rayo en su recorrido final como radios de arcos con centro en los conductores de fase y cable de guarda.

Los cálculos se aplican a una torre de suspensión normal, Se adopta una torre con altura total de 37.46 m y un vano promedio de 450 m.

2. Se seleccionó drenadores de sobretensión por dispersión – Dsd, el cual tiene las siguientes características, con criterio de alta resistencia a la contaminación:

Tensión de Operación: Hasta 115 kV, superior a la de operación, 60-66kV.

Altura de Operación: Hasta 5.500 m.s.n.m., superior a la de 4200 msnm de la zona

Radio de Protección: 800 m. para apantallamiento puntual y hasta 4000 m.

Material Punta Energizada y Filtro de onda: Acero austenítico con bajo contenido de carbón aleado con materiales como Mn, Ni, Cd y Be, tiene alta resistencia a la erosión generada por los arcos eléctricos del alto impacto.

LÍNEA EN 60-66 KV	INSTALACIÓN DE DRENADORES DE NUBES						Total
	PRIMERA ETAPA (1)			SEGUNDA ETAPA (2)			
	Nº DE TORRE	COORDENADAS		Nº DE TORRE	COORDENADAS		
L-6689	19	211020.65	9045893.22				5
	39	215731.7	9040074.29				
	49	219564.97	9035966.75				
	63	221789.77	9031239.65				
	75	225469.28	9026120.06				

3. La medición de la resistividad del terreno en las zonas identificadas, a 4500 msnm, se aplicó el método Wenner de los cuatro electrodos, registrando la resistencia de puesta a tierra de las estructuras mediante el método de impulso tipo rayo. También se registra la medición de los valores actuales de resistencia de puestas a tierra y resistividad del terreno mediante muestreo mínimo en el 10% de cada sistema de transmisión. Se aplicaron las normas de resistividad eléctrica del terreno:

- IEEE Std. 81 “Guide for Measuring Earth Resistivity, Ground Impedance and Earth Surface Potentials of a “Groud System”.
- IEEE Std. 80-2000 “Guide for Safety in AC Substation Grounding.

Para medir la resistividad eléctrica se utilizaron los Telurómetros digitales con las siguientes características.

Marca y Modelo	Serie	Fecha de última calibración
Earth Analyser MI 3290	16350123	23/03/2017

Earth Analyser MI 3290	16350090	23/03/2017
------------------------	----------	------------

Se obtuvieron los siguientes valores promedio:

Resistividad, Ω -m: $(41.8 + 34.2 + 327 + 238 + 57.6 + 60.1 + 70.8 + 86.3 + 3450 + 6740 + 77.7 + 77.6 + 611 + 1113 + 315 + 241)/16 = 846.32$

Resistividad mínima: 34.2

Resistividad máxima: 6740

Resistencia de impulso, Ω : $(2.8 + 18 + 5 + 8.8 + 34 + 5.4 + 51 + 6.7)/8 = 16.46$

Estas mediciones determinaron el diseño de puesta a tierra que requiere cada estructura a pie de torre.

4 Dimensionar y seleccionar el sistema de protección contra sobretensiones de origen atmosférico. Selección de Pararrayos Para 60 kv

El objetivo es para proteger a la Línea de Transmisión en Vanos mayores a 800 m con grandes quebradas, expuesto a condiciones de sobretensión durante el transcurso de su vida útil. Los Pararrayos a utilizar serán del tipo óxido de zinc, a una altura que varía entre 2000-3500 msnm. Se determinó el margen de protección de la línea de transmisión, el cual según ANSI C62.2 es:

- Margen admitido a impulso tipo rayo debe ser $\geq 20 \%$
- Margen admitido a impulsos tipo maniobra deber ser $\geq 15 \%$

El cálculo de Márgenes de protección de 2000 - 3000 msnm (BIL=1050 kVp, de la Coordinación de aislamiento dio los siguientes resultados:

Debido a descargas atmosféricas

% Margen = 132.82 % (Cumple)

Debido a sobretensiones de maniobra

%Margen = 171.32 % (Cumple)

En el cálculo y selección del pararrayos se consideró como premisas de diseño:

- Tensión Nominal del Sistema: 60.0 kV
- Tensión Máxima del Sistema: 72.5 kV

- Tipo de Pararrayos: Oxido de Zinc
- Tensión Máxima del Material 72.5 kV
- Tipo de Conexión del Neutro Rígido a Tierra
- Factor de conexión a Tierra (Ke): 1.4
- Nivel de Contaminación: Media
- Longitud de Fuga Unitaria: 35 mm/kV
- Altitud sobre el Nivel del Mar: 2 000 msnm
- Nivel de Aislamiento del Equipamiento (Interno) 325.0 kV

Grado de Contaminación - Recomendación según IEC 815: Grado I - Polución Muy Ligera: 22 mm/kV

Los cálculos y Resultados para la selección del pararrayos fueron:

Cálculo de la Tensión Continua de Operación, COV: 41.86 kV

Cálculo de la Sobre-tensión Temporal, TOV = 55.96 kV

Cálculo de tensión nominal del pararrayo, Ur: 52.8 kV

Cálculo del factor de corrección de altitud, Ka: 1.13

Cálculo de la línea de fuga del pararrayo, Lf = 1642.08 m

El pararrayo seleccionado de tener las siguientes características:

	Calculado	Estándar	Corregido
Tensión Nominal del Pararrayo (Ur):	52.80 kV	54.00 kV	54.00 kV
Tensión de Operación Continua (COV)		42.0 kV	
Sobretensión Temporal (TOV)		62.1 kV	
Corriente Nominal de Descarga en Onda 8/20 ms:		10 kA	
Clase de Descarga		Clase 2	
Longitud de Línea de Fuga Mínima (Fase - Tierra)		2 270 mm	
Nivel de Protección al Impulso de Maniobra (1kA - 30/60us) – Ups		116.0 kV	
Nivel de Protección al Impulso atmosférico (10kA - 8/20 us) – Upl		140.0 kV	

5. Se determinó las características del pararrayo corregido por altura de instalación:

Nivel de Protección al Impulso de Maniobra (1kA - 30/60us) - Ups (SIPL): 163.1 kV

Nivel de Protección al Impulso atmosférico (10kA - 8/20 us) - Upl (LIPL): 205.8 kV

Distancia arco (Housing) para el pararrayos a altitud de 2000 m.s.n.m.: $h = 412 \text{ mm}$

Para el cálculo de márgenes de protección del revestimiento externo (Housing) corregido por altitud, se aplicó el factor de altitud k_a en función de la resistencia para la coordinación del aislamiento y LIWL corregido = 202.9 kV Calculado, se observa que el nivel de protección del pararrayos seleccionado cumple con lo requerido, porque actúa antes del BIL de equipo a proteger

Márgenes de protección

$\%MO_{\text{contra descargas atmosféricas}} = 132\%$ Margen superior en 3 %

$\%MO_{\text{contra sobretensiones de maniobra}} = 180\%$ Margen superior en 8 %

Sistema de puesta a tierra

Para dimensionar del sistema de puesta a tierra SPT para descargas atmosférica en la zona de Sihuas Pomabamba, se considera que el cálculo debe cubrir las características técnicas mínimas aceptables, para el suministro del conductor de puesta a tierra, su fabricación, inspección, pruebas, embalaje, fletes y seguros. Los SPAT se dimensionan según la resistividad del terreno y ubicación de las estructuras. En este proyecto se determinan puestas a tierra capacitivas y resistivas

Normas de aplicación

Código Nacional de Electricidad Suministro 2011 (R.M. N° 214-2011-MEM/DM)

Código Nacional de Electricidad Utilización 2006 (R.M. N° 037-2006-MEM/DM)

IEEE Std 80-2000 IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding

Selección del conductor de Puesta a Tierra

Para la selección del conductor de puesta a tierra se consideró la corriente máxima de cortocircuito para el año 2038 que es $I_{cc} = 14.26 \text{ kA}$, para Huaraz y un tiempo máximo de actuación de las protecciones de 0.5 s se obtuvo: $S_{cd} = 73.86 \text{ mm}^2$ Copperclad Steel de 7 N° 7 AWG, con Capacidad de cortocircuito: $194.34 \text{ kA}^2\text{s}$ que satisface las necesidades de operación

Diseño de la puesta a tierra. Tipo contrapeso simple (CS) y doble (CD) para la LT 60- 66 kV, con tipo contrapeso simple (CS)

Resistividad promedio: $(43+54+65+75+85+95+95+105)/8 = 65.25 \Omega\text{-m}$

Resistencia total: 5Ω

Resistencia Choque: 5Ω

Longitud promedio: 26 m

Diseño de PAT tipo contrapeso doble en suelo artificial (CDSA)

Resistividad promedio: $(130+180+230+280+320+370+410+450+490+530)/10 = 339 \Omega\text{-m}$

Resistencia total: 5Ω

Resistencia Choque: 5Ω

Longitud promedio: $(8+12+16+20+24+28+32+34+40+44)/10 = 25.8 \text{ m}$

Rango de resistividad promedio:

Para el presente estudio se considera la configuración de puesta a tierra capacitiva se utilizará para la LT de 60 – 66 kV con Drenadores, consta en utilizar la configuración de puesta a tierra capacitiva colocada en la torre, se empleará un suelo artificial sobre un fleje de cobre colocado en “zic zac”, forma en la cual da mejores resultados da a la línea cuando las resistividades del suelo son mayores a 500 ohm-m en LT 60 KV con una puesta a tierra de 5 Ohmios, el capacitor equivalente se forma de la siguiente manera: Placa conectada al poste: Fleje de cobre. Dieléctrico entre placas: Suelo artificial. Placa conectada a tierra: El terreno que envuelve al suelo artificial

6. Se realizó el análisis económico basado en determinar el tiempo estimado de retorno de la inversión, teniendo en cuenta solamente las inversiones en activos, mano de obra, insumos, gastos generales, y el beneficio económico que representa el número de horas que se venderá más energía anualmente, del orden de 14.5 horas por año. No se consideró los costos que ocasionaría una descarga no controlada atmosférica, en los componentes del sistema de protección, el tiempo de retorno es de 2 años, siendo la vida útil 15 años. No se consideró hacer el análisis financiero, debido al monto relativamente bajo de inversión, menor a 90,000 soles, cantidad disponible por la empresa.

V. CONCLUSIONES

4.1. Se hizo el diseño eléctrico de aislamiento contra descargas atmosféricas,

Los cálculos se basan en la primera edición del “Transmission Line Reference Book 345 kV and Above” del EPRI. Se han adaptado algunos factores según la norma IEC y IEEE, para la Línea de Transmisión en 60 kV Sihuas– Pomabamba (L-6689) .

Se calculó la distancia de fuga mínima por contaminación de aisladores, utilizando la norma IEC-60815 para el nivel de contaminación de la región de la línea, resultando 20 mm/kV debido a la baja contaminación de la zona y con presencia de lluvias. El número mínimo de aisladores resulta ser, por lo tanto, para la máxima tensión de operación: 5 piezas, basado en el criterio de contaminación.

Se calculó la sobretensión de impulso, CFO, resultando los valores de la siguiente tabla:

Tabla 27: Sobretensión de impulso.

Tensión crítica disruptiva CFO	Factor de densidad del aire δ (para 60 kV)	Presión barométrica	Altura en m sobre el nivel del mar (msnm) h	Número de discos
380	0.9	61.73	1656	4
465	0.7	49.55	3406	5
530	0.6	42.69	4592	6
600	0.5	37.02	5727	7

Fuente Elaboración propia.

4.2. Se determinó la Tasa de fallas por descargas atmosféricas en la línea L - 6689

Se utilizaron los registros de señalizaciones del relé de protección ubicadas en las subestaciones de potencia de salida (Sihuas) la cual está monitoreada por el centro de control de operaciones (CCO) de la empresa. Así mismo se determinaron los siguientes sectores y estructuras:

- Sector Pariashpampa desde las estructuras E.14 al 20.
- Sector Cilindre desde las estructuras E.38 al 42.
- Sector Palo Seco desde las estructuras E.43 al 50.
- Sector Conopa desde las estructuras E.56 al 63.

- Sector Pomabamba desde las estructuras E.72 al 82.

4.2.1. Se calculó la tasa de salida de la línea, de acuerdo 1243-1997, que relaciona esta data con el nivel ceráunico, se obtiene un equivalente a 6.309 tormentas eléctricas /año. Aplicando los cálculos a una torre de suspensión normal, se adopta una torre con altura total de 37.46 m y un vano promedio de 450 m.

Se seleccionó drenadores de sobretensión por dispersión – Dsd, para prevenir de descargas atmosféricas de alta intensidad, con los siguientes parámetros:

- Tensión de Operación: Hasta 115 kV, en este caso 60-66kV.
- Altura de Operación: Hasta 5.500 m.s.n.m.
- Radio de Protección: 800 m. para apantallamiento puntual y hasta 4000 m.
- Material Punta Energizada y Filtro de onda: Acero austenítico con bajo contenido de carbón aleado con materiales como Mn, Ni, Cd y Be, tiene alta resistencia a la erosión generada por los arcos eléctricos del alto impacto.

Tabla 28: Cantidad y ubicación de los drenadores.

LÍNEA EN 60-66 KV	INSTALACIÓN DE DRENADORES DE NUBES		
	PRIMERA ETAPA (1)		
	Nº DE TORRE	COORDENADAS	
L-6689	19	211020.65	9045893.22
	39	215731.7	9040074.29
	49	219564.97	9035966.75
	63	221789.77	9031239.65
	75	225469.28	9026120.06

4.3. Se realizó la medición de la resistividad del terreno en la Línea de Transmisión de Hidrandina en la sierra del departamento de Ancash a una altura máxima de 4500 msnm. Se utilizó el método de Wenner de cuatro electrodos, resultando los valores de la siguiente tabla Tabla nro.: 15a: Mediciones en la Línea 6689, Sihuas Pomabamba

Tabla 15: A) Resistividad y resistencia de puesta a tierra en línea 60 Kv.

MEDICIÓN DE RESISTIVIDAD Y RESISTENCIA DE PUESTAS A TIERRA EN LA L- 6689/60KV				
ÍTEM	N° DE ESTRUCT.	MATERIAL DE LA ESTRUCT.	DISTANCIA ENTRE PICAS	RESISTIVIDAD DE TERRENO (Ω - m)
1	14	METAL	2 METROS	450
2	15	METAL	2 METROS	475
3	16	METAL	2 METROS	563
4	17	METAL	2 METROS	585
5	18	METAL	2 METROS	398
6	19	METAL	2 METROS	687
7	20	METAL	2 METROS	250
8	38	METAL	2 METROS	325
9	39	METAL	2 METROS	6740
10	40	METAL	2 METROS	215
11	41	METAL	2 METROS	264
12	42	METAL	2 METROS	356
13	43	METAL	2 METROS	420
14	44	METAL	2 METROS	310
15	45	METAL	2 METROS	780
16	46	METAL	2 METROS	840
17	47	METAL	2 METROS	970
18	48	METAL	2 METROS	867
19	49	METAL	2 METROS	879
20	50	METAL	2 METROS	215
21	56	METAL	2 METROS	203
22	58	METAL	2 METROS	187
23	60	METAL	2 METROS	176
24	61	METAL	2 METROS	214
25	62	METAL	2 METROS	310
26	63	METAL	2 METROS	780
27	72	METAL	2 METROS	295
28	73	METAL	2 METROS	251
29	74	METAL	2 METROS	356
30	75	METAL	2 METROS	578
31	77	METAL	2 METROS	268
32	78	METAL	2 METROS	312
33	80	METAL	2 METROS	180
34	81	METAL	2 METROS	177
35	82	METAL	2 METROS	208

También se hizo la medición de la resistencia de puesta a tierra de todas las estructuras a lo largo de la línea de transmisión.

MEDICIÓN DE RESISTIVIDAD Y RESISTENCIA DE PUESTAS A TIERRA EN LA L- 6689/60KV				
ÍTEM	N° DE ESTRUCT.	MATERIAL DE LA ESTRUCT.	DISTANCIA ENTRE PICAS	RESISTIVIDAD DE LA ESTRUCTURA (Ω - m)
1	14	METAL	32- 50 METROS	59
2	15	METAL	32- 50 METROS	61
3	16	METAL	32- 50 METROS	73
4	17	METAL	32- 50 METROS	78
5	18	METAL	32- 50 METROS	54
6	19	METAL	32- 50 METROS	89
7	20	METAL	32- 50 METROS	16
8	38	METAL	32- 50 METROS	35
9	39	METAL	32- 50 METROS	120
10	40	METAL	32- 50 METROS	36
11	41	METAL	32- 50 METROS	33
12	42	METAL	32- 50 METROS	38
13	43	METAL	32- 50 METROS	42
14	44	METAL	32- 50 METROS	36
15	45	METAL	32- 50 METROS	98
16	46	METAL	32- 50 METROS	145
17	47	METAL	32- 50 METROS	157
18	48	METAL	32- 50 METROS	143
19	49	METAL	32- 50 METROS	116
20	50	METAL	32- 50 METROS	23
21	56	METAL	32- 50 METROS	29
22	58	METAL	32- 50 METROS	28
23	60	METAL	32- 50 METROS	25
24	61	METAL	32- 50 METROS	39
25	62	METAL	32- 50 METROS	47
26	63	METAL	32- 50 METROS	95
27	72	METAL	32- 50 METROS	34
28	73	METAL	32- 50 METROS	38
29	74	METAL	32- 50 METROS	42
30	75	METAL	32- 50 METROS	79
31	77	METAL	32- 50 METROS	19
32	78	METAL	32- 50 METROS	21
33	80	METAL	32- 50 METROS	8.3
34	81	METAL	32- 50 METROS	9.2
35	82	METAL	32- 50 METROS	12.3

Tabla 15: B) Resistividad y resistencia de puesta a tierra línea L 6689 de 60 kv.

4.4. Se dimensionó y seleccionó el sistema de protección contra sobretensiones de origen atmosférico, para 60 kv. Los Pararrayos a utilizar serán del tipo óxido de zinc, a una altura que varía entre 2000-3500 msnm.

4.4.1. Características del pararrayos

- Tensión Nominal del Sistema: 60.0 kV
- Tensión Máxima del Sistema: 72.5 kV
- Tipo de Pararrayos: Óxido de Zinc
- Tensión Máxima del Material 72.5 kV
- Tipo de Conexión del Neutro Rígido a Tierra
- Factor de conexión a Tierra (K_e): 1.4
- Nivel de Contaminación: Media
- Longitud de Fuga Unitaria: 35 mm/kV
- Altitud sobre el Nivel del Mar: 2 000 msnm
- Nivel de Aislamiento del Equipamiento (Interno) 325.0 kV

4.5. Se dimensionó el sistema de puesta a tierra SPT para descargas atmosféricas

Se tomaron las siguientes consideraciones:

- Resistencia ≤ 5 ohmios para LT de 60-66 kV.
- Tiempo de despeje de falla de 0.5 s.
- Tensiones permisibles de toque y paso se calculan para una persona de 70 kg.
- Para uso de drenadores con puesta a tierra capacitiva y se considera $t = 0.001$ s .
- La puesta a tierra resistivas se instala en estructuras con resistividad $< 500 \Omega\text{-m}$

Se calculó la corriente de puesta a tierra, para lo cual se determinó la corriente de cortocircuito, los cuales fueron obtenidos del programa Digsilent hasta el año 2028 y para el año 2038 se realizó una estimación lineal, con lo cual obtenemos el siguiente resultado, de la Tabla N° 19: Cuadro de cortocircuito en el año 2038. Fuente: Hidrandina

		CC A TIERRA (Ka)			
BARRA	UNIDAD	2018	2022	2028	2038
Trujillo Norte	Barra 138 kV	9.51	12.61	14.47	19.43
Gallito Ciego	Barra 60 KV	4.34	4.67	5.64	6.94
Tembladera	Barra 60 KV	2.04	2.11	2.29	2.54
Chilete	Barra 60 KV	0.9	0.92	0.95	1
Cajamarca	Barra 60 KV	2.87	2.88	2.99	3.11
Cajamarca Norte	Barra 60 KV	7.81	7.95	8.98	10.15
Celendín	Barra 60 KV	0.46	0.46	0.47	0.48
San Marcos	Barra 60 KV	1.36	1.36	1.37	1.38
Cajabamba	Barra 60 KV	0.91	0.91	0.91	0.91
Kiman Ayllu	Barra 138 KV	8.96	9.19	9.38	9.8
Sihuas	Barra 138 KV	2.12	2.13	2.14	2.16
Tayabamba	Barra 138 KV	1.6	1.61	1.61	1.62
Sihuas	Barra 60 KV	0.93	0.94	0.94	0.95
pomabamba	Barra 60 KV	0.53	0.53	0.53	0.53
Huallanca	Barra 138 KV	13.16	13.67	13.71	14.26
Huallanca	Barra 66 KV	2.59	3.35	3.26	3.93
Santa Cruz	Barra 66 KV	1.95	2.24	2.24	2.53
Carhuaz	Barra 66 KV	0.71	0.74	0.74	0.77
Caraz	Barra 66 KV	1.13	1.22	1.22	1.31
Huaraz	Barra 66 KV	1.98	1.99	1.99	2
Ticapampa	Barra 66 KV	1.35	1.35	1.35	1.35
Pollasca	Barra 66 KV	0.47	0.61	0.61	0.75
La Pampa	Barra 66 KV	1.11	2.31	2.31	3.51

4.6. Se seleccionó el conductor de Puesta a Tierra

Las características principales del conductor de puesta a tierra son las siguientes:

Sección total: 73.86 mm²

Diámetro conductor: 11.00 mm

Peso nominal: 614.29 kg/km

Resistencia mecánica mínima: 17.80 kN

Capacidad de cortocircuito: 194.34 kA²s

Se realizó el diseño de la puesta a tierra

Tipo contrapeso simple (CS) y doble (CD) para la LT 60- 66 kV

Tabla 13: Diseño de PAT tipo contrapeso simple (CS)

N°	p (Ohm- m)	Rt (Ohm)	Rch (Ohm)	L (m)	L (m)	Rango p (Ohm- m)	Tipo de contrapeso
1	43.0	5.0	5	12.0	2 x 6	[0- 43]	CS - 2 x 6
2	54.0	5.0	5	16.0	2 x 8	<43 - 54]	CS - 2 x 8
3	65.0	5.0	5	20.0	2 x 10	< 54 - 65]	CS - 2 x 10
4	75.0	5.0	5	24.0	2 x 12	< 65 - 75]	CS - 2 x 12
5	85.0	5.0	5	28.0	2 x 14	< 75- 85]	CS - 2 x 14
6	95.0	5.0	5	32.0	2 x 16	< 85- 95]	CS - 2 x 16
7	105.0	5.0	5	36.0	2 x 18	< 95 - 105]	CS - 2 x 18
8	114.0	5.0	5	40.0	2 x 20	< 105- 114]	CS - 2 x 20

Tabla 14: Diseño de PAT tipo contrapeso Doble (CD)

N°	p (Ohm- m)	Rt (Ohm)	Rch (Ohm)	L (m)	L (m)	Rango p (Ohm- m)	Tipo de contrapeso
1	19.0	5	5	4.0	4 x 1	[0- 19]	CD - 4 x 1
2	32.0	5	5	8.0	4 x 2	<19 - 32]	CD - 4 x 2
3	44.0	5	5	12.0	4 x 3	< 32 - 44]	CD - 4 x 3
4	55.0	5	5	16.0	4 x 4	< 44 - 55]	CD - 4 x 4
5	65.0	5	5	20.0	4 x 5	< 55- 65]	CD - 4 x 5
6	75.0	5	5	24.0	4 x 6	< 65- 75]	CD - 4 x 6
7	85.0	5	5	29.0	4 x 7	< 75 - 85]	CD - 4 x 7
8	95.0	5	5	32.0	4 x 8	< 85- 95]	CD - 4 x 8
9	105.0	5	5	36.0	4 x 9	< 95- 105]	CD - 4 x 9
10	115.0	5	5	40.0	4 x 10	< 105- 115]	CD - 4 x 10
11	125.0	5	5	44.0	4 x 11	< 115- 125]	CD - 4 x 11

Tipo contrapeso simple (CSSA) y doble (CDSA) con suelo Artificial para la LT de 60-66 kV

Tabla 15: Diseño de PAT tipo contrapeso simple en suelo artificial (CSSA)

N°	p (Ohm- m)	R (Ohm)	L total (m)	Lc (m)	Rango p (Ohm- m)	Tipo de contrapeso
1	48.0	5	2.0	2 x 1	[0- 48]	CSSA - 2 x 1
2	78.0	5	4.0	2 x 2	<48 - 78]	CSSA - 2 x 2
3	107.0	5	6.0	2 x 3	< 78 - 107]	CSSA - 2 x 3
4	130.0	5	8.0	2 x 4	< 107 - 130]	CSSA - 2 x 4
5	155.0	5	10.0	2 x 5	< 130- 155]	CSSA - 2 x 5
6	180.0	5	12.0	2 x 6	< 155- 180]	CSSA - 2 x 6
7	210.0	5	14.0	2 x 7	< 180 - 210]	CSSA - 2 x 7
8	250.0	5	16.0	2 x 8	< 210- 250]	CSSA - 2 x 8

Tabla 16: Diseño de PAT tipo contrapeso doble en suelo artificial (CDSA)

N°	p (Ohm- m)	R (Ohm)	L total (m)	Lc (m)	Rango p (Ohm- m)	Tipo de contrapeso
1	130.0	5	8.0	4 x 2	[0 - 130]	CDSA - 4 x 2
2	180.0	5	12.0	4 x 3	< 130- 180]	CDSA - 4 x 3
3	230.0	5	16.0	4 x 4	< 180- 230]	CDSA - 4 x 4
4	280.0	5	20.0	4 x 5	< 230 - 280]	CDSA - 4 x 5
5	320.0	5	24.0	4 x 6	< 280- 320]	CDSA - 4 x 6
6	370.0	5	28.0	4 x 7	< 320 - 370]	CDSA - 4 x 7
7	410.0	5	32.0	4 x 8	< 370 - 410]	CDSA - 4 x 8
8	450.0	5	34.0	4 x 8.5	< 410 - 450]	CDSA - 4 x 8.5
9	490.0	5	40.0	4 x 10	< 450 - 490]	CDSA - 4 x 10
10	530.0	5	44.0	4 x 11	<490 - 530]	CDSA - 4 x 11

Se proyectó la configuración de puesta a tierra capacitiva para la LT de 60 – 66 kV con Drenadores, donde las resistividades del suelo son mayores a 500 ohm-m en LT 60 KV con una puesta a tierra de 5 Ohmios. Se considera las tensiones de Toque y paso límite para la LT de 60 – 66 kV

Para la LT de 60 kV se considera el uso de drenadores con puesta a Tierra Capacitiva, además se considera el tiempo: $1 \times 10^{-3} \approx 0.001 \text{ seg.}$

Tabla 16: Resumen de resistividad para LT 60 kv.

N°	p (Ohm- m)	R (Ohm)	L total (m)	Lc (m)	Rango p (Ohm- m)	Tipo de contrapeso
1	48.0	5	2.0	2 x 1	[0- 48]	CSSA - 2 x 1
2	78.0	5	4.0	2 x 2	<48 - 78]	CSSA - 2 x 2
3	107.0	5	6.0	2 x 3	< 78 - 107]	CSSA - 2 x 3
4	130.0	5	8.0	2 x 4	< 107 - 130]	CSSA - 2 x 4
5	155.0	5	10.0	2 x 5	< 130- 155]	CSSA - 2 x 5
6	180.0	5	12.0	2 x 6	< 155- 180]	CSSA - 2 x 6
7	210.0	5	14.0	2 x 7	< 180 - 210]	CSSA - 2 x 7
8	250.0	5	16.0	2 x 8	< 210- 250]	CSSA - 2 x 8
9	280.0	5	20.0	4 x 5	< 230 - 280]	CDSA - 4 x 5
10	320.0	5	24.0	4 x 6	< 280 - 320]	CDSA - 4 x 6
11	370.0	5	28.0	4 x 7	< 320 - 370]	CDSA - 4 x 7
12	410.0	5	32.0	4 x 8	< 370 - 410]	CDSA - 4 x 8
13	450.0	5	34.0	4 x 8.5	<410 - 450]	CDSA - 4 x 8.5
14	490.0	5	40.0	4 x 10	< 450- 490]	CDSA - 4 x 10
15	>500				≥ 500	CC

Tabla 17: Rango para Puesta a Tierra Capacitiva.

Resistividad (Ohm - m)	Tipo de Puesta a tierra	Longitud de la Zanja (m)	Aplicación
> 500	CC	9,5	LT 60 kV
>1000	CC	9,5	LT 138 kV

4.7. Se hizo el análisis económico, resultando:

- Inversiones estimadas: 79850 soles
- Beneficios económicos: 39875 soles/año
- Tiempo de retorno de la inversión: 2 años

Nota: considerando que el tiempo de vida útil del sistema es de 15 años, se concluye que la inversión es atractiva, más aún si no se han considerado los daños en equipos por recibir sobretensiones atmosféricas, sin adecuada protección. Además, la empresa no estará supeditada a multas económicas por interrupciones no programadas.

VI. RECOMENDACIONES

- Con un software especializado realizar una simulación del comportamiento del sistema de protección para verificar la coordinación del aislamiento contra descargas atmosféricas
- Se recomienda implementar el estudio pues tiene un tiempo razonable de retorno de la inversión. Se recomienda, además, hacer un análisis más preciso, que puede incluir un análisis de sensibilidad financiera.
- Establecer un programa de capacitación para el personal de operación y mantenimiento eléctrico, sobre tecnología de protección contra sobretensiones atmosféricas.
- Establecer un Gantt de procesos, que incluya un adecuado período de pruebas, o como también se llama, ‘marcha blanca’ en la cual se pueda detectar anomalías, y establecer los ajustes necesarios, para asegurar un buen funcionamiento.
- Se recomienda emitir observaciones y/o recomendaciones en función de la evaluación y análisis de las mediciones de resistividad del terreno, para monitorear la efectividad de drenaje de los suelos.

REFERENCIAS

AGUIRRE, jonathan y CESPEDES, sergio. 2012. *Equipos de puesta tierra para líneas de transmisión.* INSTITUTO POLITECNICO NACIONAL. MEXICO : ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERIA MECANICA Y ELECTRICA, 2012.

AQUINO, roblero, y otros. *Selección y espaciado de apartarrayos en Líneas de Distribución de 23 Kv de la Zona centro.* Mexico : s.n.

BRIOZZO, cesar y SIMON, maria. 2008. *Pararrayos no convencionales.* Uruguay : s.n., 2008.

BUSTILLOS, alida y PEREZ, victor. 2015. *Introducción a las líneas de transmisión de energía eléctrica.* Universidad de Carabobo. Venezuela : ing.uc.edu.pe, 2015.

CUELLAR , alberto, MARROQUIN, almicar y SEGOVIA, mario. 2018. *Diseño de Sistemas De Protección Contra Descargas Atmosféricas En Planta Generadora Térmica.* Universidad De El Salvador Facultad De Ingeniería . El Salvador : UNIVERSIDAD DEL SALVADOR, 2018. para optar título ingeniero electricista.

DUARTE, jose. 2010. *Blindaje En Líneas de Transmisión.* Escuela Superior De Ingeniería Mecánica Y Eléctrica (unidad zacatenco). Mexico : s.n., 2010.

ECHEVERRIA, erasmo. 2012. *MODELADO Y ANÁLISIS DE LA RESPUESTA TRANSITORIA DE PUESTAS A TIERRA NO EXTENSAS.* LIMA : s.n., 2012.

estudio de sobretensiones de origen atmosférico transferidas a baja tensión en transformadores MT/BT de poste. **ELICES, a y ROUCO, I. 2016.** España : anales de mecánica y electricidad, 2016.

GONZALES, claudio. 2014. *Protección contra el rayo (las sobretensiones de origen atmosférico).* Peru : ELECTRO INDUSTRIA, 2014.

GRIJALVA, martin francisco. 2014. *Cordinación de aislamiento de una subestación en alta tensión.* Universidad Nacional de Ingeniería y Electrónica. Lima : s.n., 2014. págs. 14,15-24, titulación.

GUEVARA, b, LOPEZ, j y VIDAL, s. 2013. *Simulación del blindaje a una línea de distribución contra descargas atmosféricas.* guajuato-México : s.n., 2013. págs. 93-112.

HARPER, G.E. 2014. *Sistemas de puesta a tierra y protección contra descargas atmosféricas.* LIMA : sector electricidad, 2014.

Hidrocol. 2014. *soluciones a las industrias eléctricas y de comunicaciones .* colombia : hidrosolta.com, 2014.

INGESCO , ls. 2016. *Protección externa contra el Rayo.* Barcelona ,españa : Deba Desarrollos SL, 2016.

LEON, ortiz. 2012. *Puestas a tierra de líneas de transmisión.* 2012.

LOPEZ, lizardo. 2010. *sistema integral contra descargas atmosféricas -SICDA.* Estados Unidos : Mc lightning protection central florida, 2010.

LUJAN, jimmy. 2018. *Analisis de los criterios de diseños basados en las recomendaciones de la NFPA 780 para el desarrollo de un sistema de proteccion contra descargas atmosfericas de una instalacion electrica , ubicado a la interperie mediante pararrayos tipo Franklyn.* Lima : s.n., 2018.

MERAZ, joel . 2013. *Distribucion Electrica.* [En línea] 2013. [Citado el: 12 de 1 de 2019.] 10061145.

MORALES, nathali y BARBA, gorki. 2013. *Cordinacion de aislamiento en subestaciones a nivel de 500Kv.* ecuador : s.n., 2013.

POMA, melchora. 2017. *SISTEMA DE PARARRAYOS Y SU IMPORTANCIA PARA LA SEGURIDAD.* LIMA, PERU : LABORATORIOS TERMOMECANICA, 2017.

PRIMERA , juan. 2012. *Sistema Puesta Tierra.* venezuela : Mediciones Electricas, 2012.

ROMERO, teodolindo. 2014. *PROTECCION DE LA LINEA DE TRANSMISION 2254-220 Kv cerro de pasco-Huanuco contra descargas atmosfericas instalando pararrayos de lineas.* Universidad Nacional De Ingenieria . LIMA-PERU : s.n., 2014.

RUIZ, david. 2015. *Contribuciones a los sitemas de proteccion contra el rayo.* Valencia : s.n., 2015.

RUIZ, diana y LOZANO, diego. 2007. *Cordinacion De Aislamiento Centrales y Subestacion.* Universidad De La Salle. Bogota : s.n., 2007.

SALINAS, carlos. 2012. *Determinacion de la resistencia de puesta a tierra en torres de alta tension en funcion del arco inverso.* universidad de chile ciencias fisicas y matematicas . Santiago de Chile : s.n., 2012.

SINCHI, freddy. 2017. *DISEÑO Y DETERMINACION E SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA MEDIANTE PRUEBAS DE CAMPO CON ELEMENTOS COMUNES UTILIZADOS EN LA REGION , INCLUYENDO GEM Y ELECTRODO QUIMICO.* cuenca ECUADOR : Universidad Politecnica Salesiana Sede Cuenca, 2017.

VASQUEZ , carmen, SUAREZ, olga y BLANCO, maria. 2004. *Alternativas para disminuir las interrupciones del servicio electrico por descargas atmosfericas en Barquisimeto.* Barquisimeto : aplicaciones industriales, 2004.

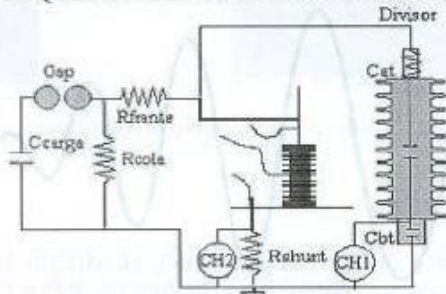
ANEXOS

ANEXO 1: NORMA IEC 60071-1

Highest voltage for equipment (U_m) kV (r.m.s. value)	Standard rated short-duration power-frequency withstand voltage kV (r.m.s. value)	Standard rated lightning impulse withstand voltage kV (peak value)
3,6	10	20
		40
7,2	20	40
		60
12	28	60
		75
		95
17,5 ^a	38	75
		95
24	50	95
		125
		145
36	70	145
		170
52 ^a	95	250
72,5	140	325
100 ^b	(150)	(380)
	185	450
123	(185)	(450)
	230	550
145	(185)	(450)
	230	550
	275	650

Anexo 2: Protocolo de ensayo de pararrayos

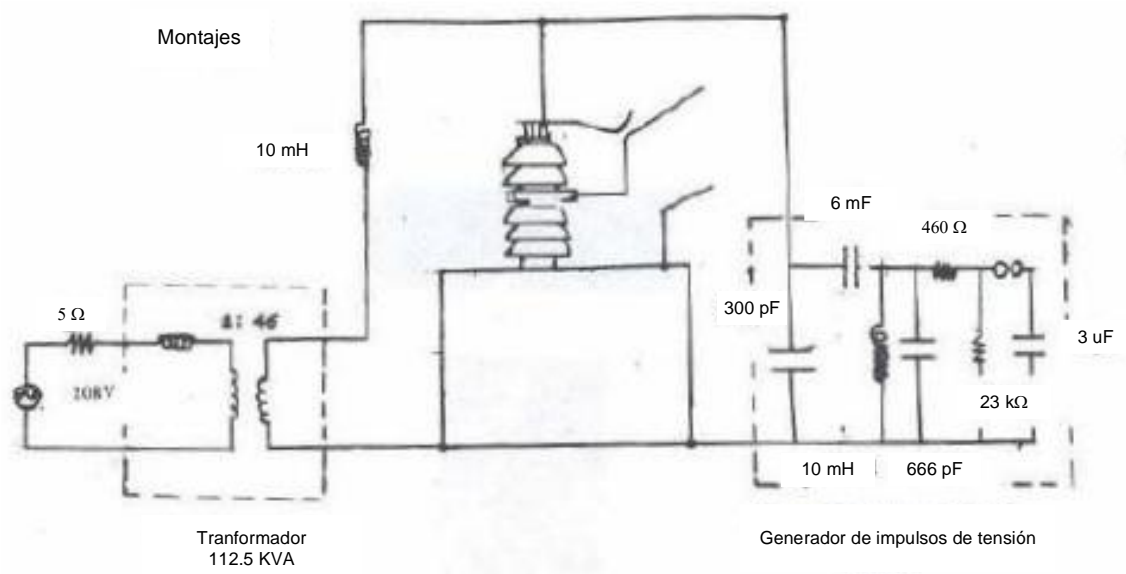
3. PROTOCOLO DE ENSAYO

ENSAYO AL IMPULSO DE TENSION NORMALIZADO TIPO RAYO PROTOCOLO DE ENSAYO <u>LABE02IE378-Corrección</u>		
Laboratorio de Ensayos Eléctricos "FABIO CHAPARRO" LABE	Dirección : Laboratorios de Ingeniería Eléctrica y Mecánica. Edificio 411. Ciudad Universitaria	Fax: 3165015 Tel: 3165000 Ext: 11127/20
Cliente : HIDROCOL Y CIA LTDA	Dirección: Carrera 62 No. 17 A - 20	Tel: 4176029 Fax: 2618783
Procedimiento de ensayo bajo norma: -----		
Elemento de ensayo : Un (1) Filtro de Onda de 3 cuernos, referencia de muestra: M-AT1330 y un (1) Filtro de Onda de 7 cuernos, referencia de muestra: M-AT1331, Marca: Matrimol		
Ensayo Ejecutado por: José Francisco Sánchez Hernández		
<p style="text-align: center;">ESQUEMA DEL CIRCUITO DE ENSAYO</p>  <p style="text-align: center;"><i>Figura 2. Esquema de Circuito del Montaje de Ensayo.</i></p>		
No de Etapas del Generador : 2 y 10 $R_c : 29 \Omega$ $R_f : 200 \Omega$ $C_g : 1,5 \mu F$ Terminal de Acople: $R_a = 75 \Omega$ Voltímetro de Cresta (V_c) Tipo: 64M Espinterómetro: $\phi 500 \text{ mm}$		
$R_{amort} = 100 \Omega$; Resistencia de amortiguamiento Relación : 714,7 Unidad de A.T.(Cat): 666,7 pF Unidad de B.T.(Cbt): 464,7 nF R_a : resistencia de acople de impedancia. Osciloscopio tipo : DIAS 730		
Supervisión : Ing. Jorge Alexander Alarcón		Fecha Ensayo: Miércoles 21 de Enero de 2 004
Revisión : Ing. Fernando Augusto Herrera L.		Fecha Emisión: Lunes 12 de Abril de 2 004

ESTE DOCUMENTO SOLO TIENE VALIDEZ EN ORIGINAL Y COMPLETO.

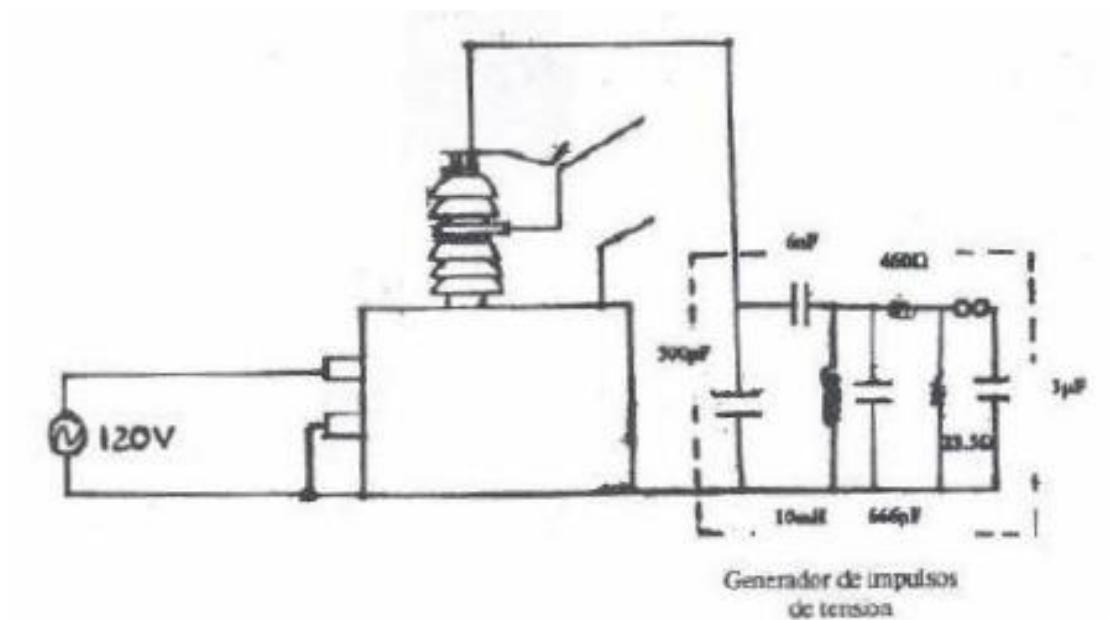
EDIFICIO LABORATORIOS DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y MECÁNICA - (411) - Oficina 201. A. A. 5895.
 Conmutador 316 5000 - Extensiones 11101 - 11102. Telefax: 316 5015 Teléfono: 3165180
<http://www.labe.unal.edu.co> Correo electrónico: labe@ing.unal.edu.co
 CIUDAD UNIVERSITARIA, BOGOTÁ D. C., COLOMBIA

Anexo 3: Prueba de impulso de tensión



Montaje 1: Prueba de impulso de tensión sobre onda de tensión AC estando alimentado el lado de alta tensión con 9 kV rms

Anexo 4:



Montaje 2: Prueba de impulso de tensión sobre onda de tensión AC estando alimentado el lado de baja tensión con 120 V rms

Anexo 5: Circuito de ensayo y de medida para filtro de onda

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica
y Telecomunicaciones - E^{ET}

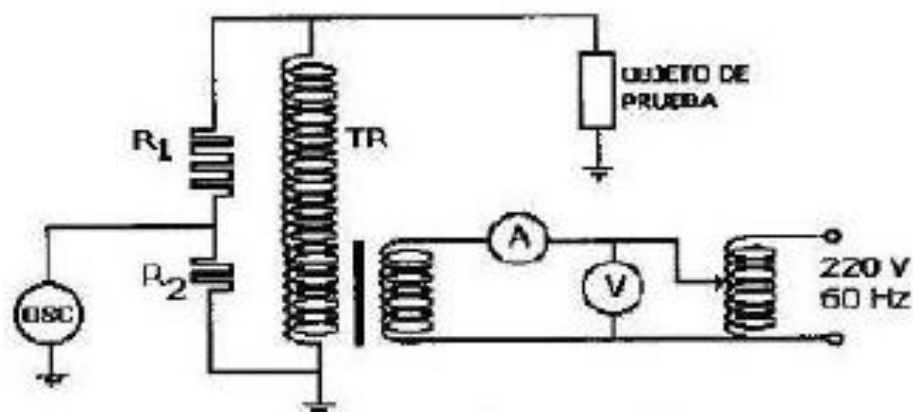


Fig. 1 Circuito de ensayo y de medida

TR:

Transformador elevador de corriente alterna

Marca: Foster

Tipo: Tanque

Tensión primaria: 0...500 V

Tensión secundaria: 0...300 kV

Potencia: 20 kVA

Corriente primaria máxima: 40 A

Corriente secundaria máxima: 67 mA

A

Amperímetro de hierro móvil. Escala 0-48 A

V

Voltímetro. Escala 0-600 V

OSC

Osciloscopio digital. Tipo Fluke.

Divisor de tensión Ohmico

R_1 : 300 M Ω \pm 10%

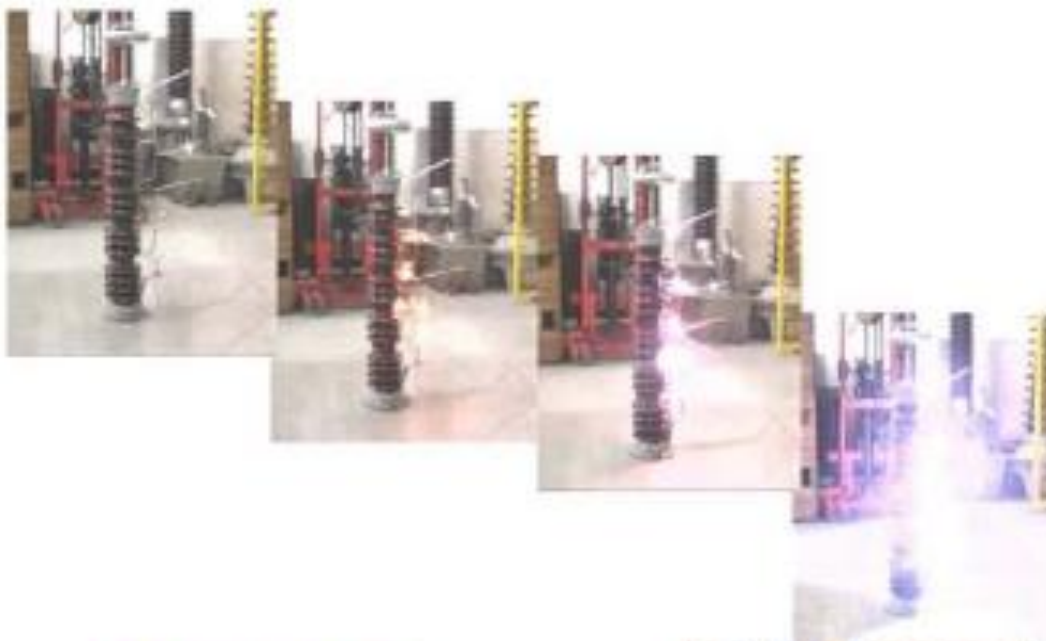
R_2 : 350 k Ω \pm 2%

Relación calibrada: 1055/1

OBJETO DE PRUEBA: Filtro de onda

Anexo 6: Pruebas de laboratorio de filtro de onda, onda normalizada, e impulso residual.

OPERACION DEL FILTRO DE ONDA



RESULTADOS



ONDA NORMALIZADA APLICADA

633 KV (1.2 / 50 μ s)

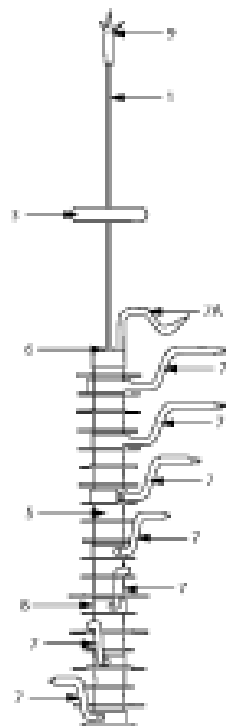
IMPULSO RESIDUAL

527 Kv (0.43/0.54 μ s)



Anexo 7: Dispositivo para atenuar descargas atmosféricas.

(12) United States Patent Barragan		(10) Patent No.: US 7,786,377 B2
		(45) Date of Patent: Aug. 31, 2010
(34) DEVICE TO ATTENUATE ATMOSPHERIC DISCHARGES	4,752,854 A *	6/1988 Lefkowitz et al. 361/117
	5,898,731 A *	12/1999 Takamori 174/3
	6,069,314 A *	5/2000 Virela 174/3
(75) Inventor: Humberto Arenas Barragan, Bogota (CO)	6,877,517 B2 *	1/2004 Fowler et al. 174/3
	6,875,915 B1 *	4/2005 Chung 174/3
(73) Assignee: John J. Martinez, Croton on Hudson, NY (US)	7,489,188 B2 *	2/2009 Park 174/7
	7,593,206 B2 *	9/2009 Schalte 361/117
(*) Notice: Subject to any disclaimer, the term of this patent is extended or adjusted under 35 U.S.C. 154(b) by 268 days.	* cited by examiner	
(21) Appl. No.: 12/128,275	<i>Primary Examiner</i> —Dhiru R. Patel	
(22) Filed: May 28, 2008	(74) <i>Attorney, Agent, or Firm</i> —John J. Martinez, Martinez Patents P.C.	
(65) Prior Publication Data	(57) ABSTRACT	
US 2009/0000802 A1 Jan. 1, 2009	The invention of the present application provides a device that includes an assembly of a toroid and a rod with one or several pointed ends; and a filter system; wherein, around the pointed end or the pointed ends of the rod, an electrical field is formed with air ionization, wherein in the space around the toroid formation of electrical fields and air ionization are minimized, wherein the pointed end projects out above the toroid level, and wherein the filter system attenuates the electrical discharge of lightning rays. The device of the present invention is connected to a low resistance cable that goes to ground.	
(51) Int. Cl. <i>H02G 13/00</i> (2006.01)		
(52) U.S. Cl. 174/3; 174/5 R; 174/6; 174/2; 174/7; 174/9 8G; 361/117		
(58) Field of Classification Search 174/2, 174/3, 5 R, 6, 7, 9 8G; 361/117 See application file for complete search history.		
(56) References Cited U.S. PATENT DOCUMENTS 4,652,694 A * 3/1987 Goldman et al. 174/3	6 Claims, 6 Drawing Sheets	



Anexo 8: detalle del atenuador de descargas atmosféricas

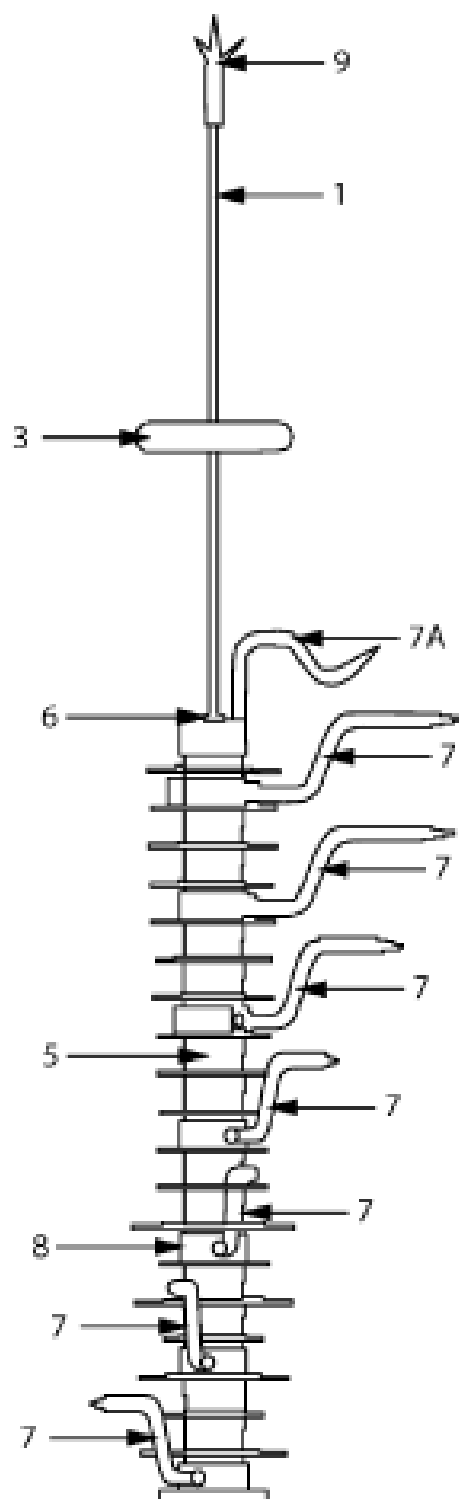
U.S. Patent

Aug. 31, 2010

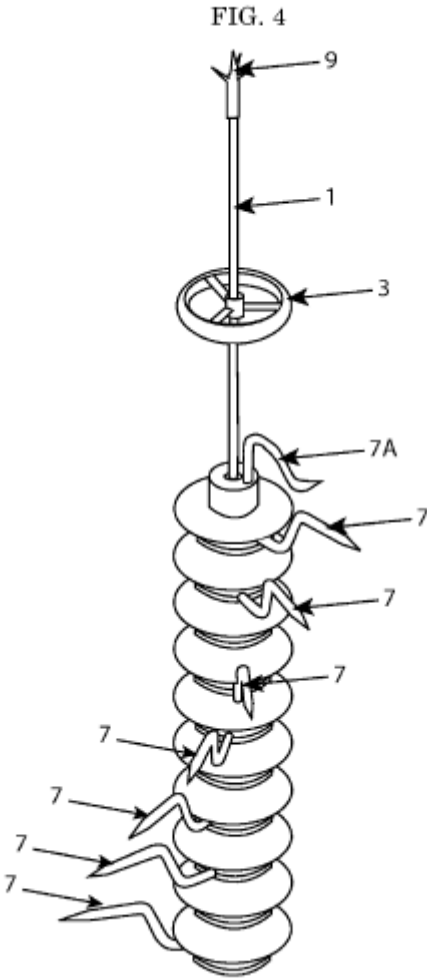
Sheet 1 of 6

US 7,786,377 B2

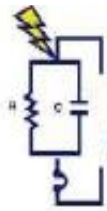
FIG. 1



Anexo 9: Componente de pararrayo seleccionado

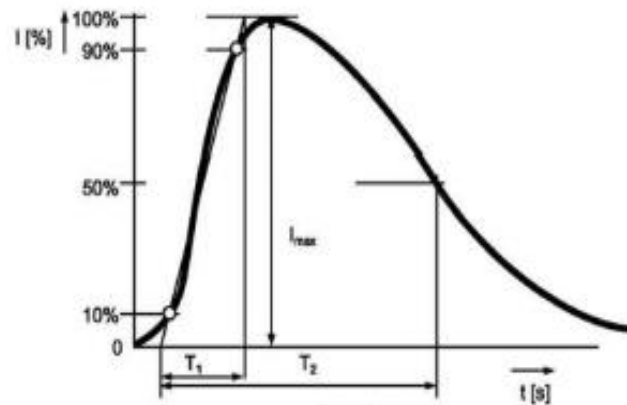


Anexo 10: forma de onda para simular impacto directo de rayo.



Hidrosolta de Colombia sas

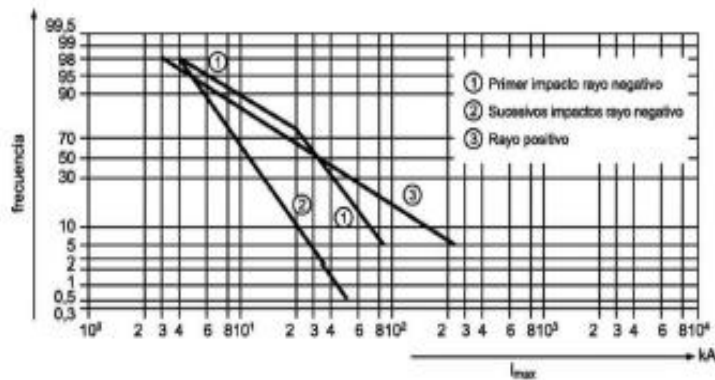
Forma de onda tipo rayo



(FIGURA 1)

- 1) Forma de onda 10/350 μ s. Usada para simular un impacto directo de rayo. Ha sido adaptada por el organismo CEl en su estándar IEC 1312

Magnitud de pico de Corriente (I_{imp})



(FIGURA 2)

Anexo 11: Tensión en torre por descarga atmosférica



Hidrosolta de Colombia sas

Voltaje presentado en la torre por descarga atmosférica.

El voltaje en la torre con puesta a tierra capacitiva producido por una descarga atmosférica estaría dado por la caída de tensión debida a la componente inductiva en la torre y al voltaje producido en la puesta a tierra.

$$V_t = V_1 + V_2$$

$$V_t = L_t \frac{di}{dt} + \frac{Q_t}{C_f}$$

$$V_t = 6 \mu H * 30 \frac{kA}{\mu S} + \frac{150 C}{60,53 mF} = 182,48 kV$$

Dónde:

V_t : Sobretenión en la torre

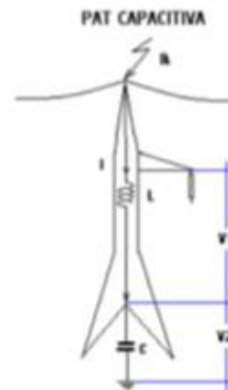
V_1 : Componente inductiva en la torre.

V_2 : Elevación de tensión en la puesta a tierra capacitiva

C_f : equivalente de la capacitancia

Se muestra entonces que:

$$V_T < BIL$$



Anexo 12: Materiales para sistema de puesta a tierra capacitivo.



Hidrosolta de Colombia sas

4. MATERIALES SPAT CAPACITIVO

Material	Unidad	Cantidad	Total
HIDROSOLTA	Bolsa 15 Kilos	8	32
Fleje Cobre 60 * 0,6 mm	Metros	8	32
Cable Copperweld #2/0 AWG para Conexión a torre	Metros	5	30
Soldadura Exotérmica 90 gr	Unidad	1	5

La anterior lista de materiales, es para 1 estructura en la cual se instalaran pozos capacitivos.

Anexo 13: Línea L-6689/60KV SIHUAS – Pomabamba e.150 sector palo seco en Pomabamba con mayor incidencia de descargas atmosféricas




Anexo 14: Línea l-6689/60kv Sihuas – Pomabamba e.145 sector cilindre en Pomabamba con mayor incidencia de descargas atmosféricas.



Anexo 15: Línea l-6689/60kv Sihuas – Pomabamba e.19 sector Pariashpampa en Sihuas con mayor incidencia de descargas atmosféricas.



Anexo 16: Informe de falla por descarga atmosférica.

 Hidrandina	FORMATO	Código:	F11-04-02
	INFORME PRELIMINAR DE FALLA EN EL SISTEMA ELECTRICO DE HIDRANDINA	Versión:	05/11-07-06
		Página:	1 de 3

CCO - IPF – N° 275 - 2016	FECHA: 21/12/2016
	HORA : 17:00:00 h

1. FECHA : 21/12/2016
2. HORA INICIO : 16:09:00 h
3. INSTALACION : Línea 60 kV L-6689 (Siervas – Pomabamba).
4. UNIDAD DE NEGOCIO : HUARAZ.
5. CAUSA DE LA PERTURBACION: Descargas atmosféricas en el sector de Siervas.
6. CONFIGURACION PRE- FALLA:

INSTALACION ELECTRICA	P (MW)
L-6689 (Siervas – Pomabamba)	3.30
SE Pomabamba	0.90
CH Pomabamba (GH-1)	0.45
CH Jambom	1.00
L-6693 (Pomabamba – Huarí)	2.30
SE Huarí	2.09
CH María Jiray (GH-1 y GH-2)	2.50

7. DESCRIPCION:

16:09:00	Se interrumpe el servicio eléctrico de la línea 60 kV L-6689 (Siervas – Pomabamba) con 3.30 MW, en SE Siervas actuó el relé de distancia Alstom Micom P-433 de protección de la línea L-6689 señalizando Disparo General por sobrecorriente a tierra fase "A", como consecuencia quedaron fuera de servicio la línea en 60 kV L-6693 (Pomabamba – Huarí), SE Pomabamba, SE Huarí, CH Pomabamba, CH Jambom y AMT dependientes.
-----------------	---


8. CONFIGURACIÓN POST- FALLA:

INSTALACION ELECTRICA	P (MW)
L-6689 (Siervas – Pomabamba)	0.0
SE Pomabamba	0.0
CH Pomabamba	0.0
CH Jambom	0.0
L-6693 (Pomabamba – Huarí)	0.0
SE Huarí	0.0
CH María Jiray	0.0

Anexo 17: Instrumento de medición de resistividad de terreno y resistencia de puesta a tierra: Telurómetro digital.



Anexo 18: Certificado de calibración del equipo de medición: Telurómetro digital.



LOGYTEC

LABORATORIO DE CALIBRACIONES
 Formato: GTE-LAB-REG-015
 Página: 2 de 2

CERTIFICADO DE CALIBRACIÓN N° 176182


Resultado de la calibración

Rango	Nominal	Patrón	Lectura	Error	μ (K=2)
20 Ω	5 Ω	5,02217 Ω	5,13 Ω	0,108 Ω	0,058 Ω
	10 Ω	10,0148 Ω	10,11 Ω	0,095 Ω	0,058 Ω
	15 Ω	15,0805 Ω	15,14 Ω	0,060 Ω	0,057 Ω
200 Ω	50 Ω	50,0568 Ω	50,1 Ω	0,04 Ω	0,08 Ω
	100 Ω	99,979 Ω	100,0 Ω	0,02 Ω	0,13 Ω
	150 Ω	150,036 Ω	150,1 Ω	0,06 Ω	0,18 Ω
2000 Ω	500 Ω	500,018 Ω	500 Ω	-0,0 Ω	0,8 Ω
	1000 Ω	1000,29 Ω	999 Ω	-1,3 Ω	1,3 Ω
	1500 Ω	1500,31 Ω	1500 Ω	-0,3 Ω	1,8 Ω
20 k Ω	5 k Ω	5,0011 k Ω	5,00 k Ω	-0,001 k Ω	0,008 k Ω
	10 k Ω	9,9994 k Ω	10,00 k Ω	0,001 k Ω	0,013 k Ω
	15 k Ω	15,001 k Ω	15,00 k Ω	-0,001 k Ω	0,016 k Ω


Observaciones

Del resultado de las mediciones se concluye que el instrumento se encuentra calibrado debido a que los valores medidos se encuentran por debajo de la desviación máxima permitida.

Calibrado por:



 Salvador Paragómez Uñee
 Laboratorio de calibraciones


LOGYTEC S.A.
 LABORATORIO • CALIBRACIONES

Toda reproducción de este documento deberá ser integral y sin ninguna alteración

ANEXO 19: Validación de los instrumentos.

Instrumento de Evaluación Nr.1 - Hoja de Encuesta

Apellidos y nombres:

Fecha:

UCV – Trujillo, Escuela de Mecánica eléctrica, facultad de Ingeniería

1. Considera que en línea de transmisión L-6689/60 kv existe una adecuada protección contra descargas atmosféricas? Sí b) No Explicar la razón
2. Conoce si existe un estudio de coordinación actualizado en línea de transmisión L-6689/60 kv para protección contra sobretensiones por descargas atmosféricas?
a) Sí b) No Explicar la razón
3. Considera que las sobretensiones por descargas atmosféricas en línea de transmisión L-6689/60 kv son muy elevadas? a) Sí, b) No
4. Conoce si las pérdidas económicas por daños a equipos por sobretensiones son elevadas, en línea de transmisión L-6689/60 kv? Sí No
- 5) ¿Ha recibido capacitación en protección y seguridad eléctrica de líneas de transmisión en alta tensión en el último año? Sí No
- 6) Considera que se hace un buen mantenimiento preventivo a los componentes del sistema de protección contra sobretensiones por descargas atmosféricas en línea de transmisión L-6689/60 kv? Sí No
- 7) Considera que las sobretensiones por descargas atmosféricas en línea de transmisión L-6689/60 kv son de alta, corta o mediana duración?
Alta duración corta dureación mediana duración
- 8) ¿Ha participado en pruebas de coordinación de aislamiento de sistemas de protección línea de transmisión L-6689/60 kv ? Sí No
- 9) Se ha realizado algún diseño eléctrico de aislamiento contra descargas atmosféricas en línea de transmisión L-6689/60 kv?
- 10): existen registros de mediciones de resistividad del terreno en las zonas identificadas.
- 11): Existen registros de mediciones de resistencia de puesta a tierra de todas las estructuras a lo largo de la línea de transmisión?
- 12): Existe un expediente técnico de dimensionamiento y selección del sistema de protección contra sobretensiones de origen atmosférico en línea de transmisión L-6689/60 kv?
- 13) Existe un expediente técnico para dimensionamiento de sistema de puesta a tierra para descargas atmosféricas en línea de transmisión L-6689/60 kv?

- Validación de especialistas

ITEM	CRITERIOS A EVALUAR						OBSERVACIONES	
	PERTINENCIA		RELEVANCIA		CLARIDAD			
	SI	NO	SI	NO	SI	NO		
1	X		X		X			
ASPECTOS GENERALES					SI	NO		
EL INSTRUMENTO CONTIENE INSTRUCCIONES CLARAS Y PRECISAR PARA RESPONDER EL CUESTIONARIO.					X			
LOS ITEMS PERMITEN EL LOGRO DEL OBJETIVO DE LA INVESTIGACION.					X			
EL NUMERO DE ITEMS ES SUFICIENTE PARA RECOGER LA INFORMACION.					X			
VALIDEZ								
APLICABLE					NO APLICABLE			
APLICA ATENDIENDO A LAS OBSERVACIONES								

Pertinencia: El Ítem Corresponde Al Concepto Teórico Formulado De La Variable Y/O Dimensión.

Relevancia: El Ítem Es Apropiado Para Representar El Indicador De La Dimensión Y La Variable.

Claridad: Se Entiende Sin Dificultad El Enunciado Del Ítem, Es Conciso, Exacto Y Directo.

Comentarios y Recomendaciones: EL PRESENTE PROYECTO CONTIENE CÁLCULOS Y PROCEDIMIENTOS ADECUADOS PARA UN SISTEMA DE PROTECCIÓN CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS.

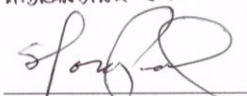
Datos Generales Del Experto:

Apellidos y Nombres: PONGO PONGAS Samuel Francisco

Profesión: ING. Electricista

CIP: 103671

Especialidad: SUB-ESTACIONES DE POTENCIA Y SISTEMAS DE PROTECCIÓN EN LA EMPRESA HIDRANDINA S.A


Firma del experto
Samuel F. Pongo Pongas
ING. ELECTRICISTA
R. CIP 103671

Certificado de validez de contenido del instrumento

ITEM	CRITERIOS A EVALUAR						OBSERVACIONES
	PERTINENCIA		RELEVANCIA		CLARIDAD		
	SI	NO	SI	NO	SI	NO	
1	X		X		X		
ASPECTOS GENERALES					SI	NO	
EL INSTRUMENTO CONTIENE INSTRUCCIONES CLARAS Y PRECISAR PARA RESPONDER EL CUESTIONARIO.					X		
LOS ITEMS PERMITEN EL LOGRO DEL OBJETIVO DE LA INVESTIGACION.					X		
EL NUMERO DE ITEMS ES SUFICIENTE PARA RECOGER LA INFORMACION.					X		
VALIDEZ							
APLICABLE				X	NO APLICABLE		
APLICA ATENDIENDO A LAS OBSERVACIONES							

Pertinencia: El Ítem Corresponde Al Concepto Teórico Formulado De La Variable Y/O Dimensión.

Relevancia: El Ítem Es Apropiado Para Representar El Indicador De La Dimensión Y La Variable.

Claridad: Se Entiende Sin Dificultad El Enunciado Del Ítem, Es Conciso, Exacto Y Directo.

Comentarios y Recomendaciones: SE RECOMIENDA REALIZAR MEDICIONES DEL SISTEMA PAT PERIODICAMENTE; PARA ASEGURAR EL DRENAJEO DE LOS SOBRETENSIONES.

Datos Generales Del Experto:

Apellidos y Nombres: BERNALDA CHUQUILLANQUI ROBERTO

Profesión: ING. ELECTRICISTA

CIP: 93053

Especialidad: ADMINISTRACION DE PROYECTOS EN LA EMPRESA HIDRAMINA S.A

Firma del experto

Roberto C. Bernalda Chuquillanqui
INGENIERO ELECTRICISTA
Reg. CIP. N° 93053

ITEM	CRITERIOS A EVALUAR						OBSERVACIONES
	PERTINENCIA		RELEVANCIA		CLARIDAD		
	SI	NO	SI	NO	SI	NO	
I	X		X		X		
ASPECTOS GENERALES					SI	NO	
EL INSTRUMENTO CONTIENE INSTRUCCIONES CLARAS Y PRECISAR PARA RESPONDER EL CUESTIONARIO.					X		
LOS ITEMS PERMITEN EL LOGRO DEL OBJETIVO DE LA INVESTIGACION.					X		
EL NUMERO DE ITEMS ES SUFICIENTE PARA RECOGER LA INFORMACION.					X		
VALIDEZ							
APLICABLE				X	NO APLICABLE		
APLICA ATENDIENDO A LAS OBSERVACIONES							

Pertinencia: El Ítem Corresponde Al Concepto Teórico Formulado De La Variable Y/O Dimensión.

Relevancia: El Ítem Es Apropiado Para Representar El Indicador De La Dimensión Y La Variable.

Claridad: Se Entiende Sin Dificultad El Enunciado Del Ítem, Es Conciso, Exacto Y Directo.

Comentarios y Recomendaciones:

Todo Conforme.

Datos Generales Del Experto:

Apellidos y Nombres: *Salazar Vazquez Marco Arturo*

Profesión: *Ingeniero Electricista* **CIP:** *29371*

Especialidad: *Electricidad JEFE DEL AREA DE GENERACIÓN DE ENERGIA EN LA EMPRESA HIDROELECTRICA*

Marco A. Salazar Vazquez
ING. ELECTRICISTA
C.I.P. 29371

Firma del experto

ITEM	CRITERIOS A EVALUAR						OBSERVACIONES
	PERTINENCIA		RELEVANCIA		CLARIDAD		
	SI	NO	SI	NO	SI	NO	
1	X		X		X		
ASPECTOS GENERALES					SI	NO	
EL INSTRUMENTO CONTIENE INSTRUCCIONES CLARAS Y PRECISAR PARA RESPONDER EL CUESTIONARIO.					X		
LOS ITEMS PERMITEN EL LOGRO DEL OBJETIVO DE LA INVESTIGACION.					X		
EL NUMERO DE ITEMS ES SUFICIENTE PARA RECOGER LA INFORMACION.					X		
VALIDEZ							
APLICABLE				X	NO APLICABLE		
APLICA ATENDIENDO A LAS OBSERVACIONES							

Pertinencia: El Ítem Corresponde Al Concepto Teórico Formulado De La Variable Y/O Dimensión.

Relevancia: El Ítem Es Apropiado Para Representar El Indicador De La Dimensión Y La Variable.

Claridad: Se Entiende Sin Dificultad El Enunciado Del Ítem, Es Conciso, Exacto Y Directo.

Comentarios y Recomendaciones: EL PRESENTE PROYECTO COMPRENDE EL ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO PARA IMPLEMENTAR UN SISTEMA DE PROTECCIÓN CONTRA SOBRETENSIONES ATMOSFÉRICAS EN LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN L-6689/60kV. EL CUAL CUMPLE CON TODOS LOS CÁLCULOS Y NORMAS DE ACUERDO AL CNE.

Datos Generales Del Experto:

Apellidos y Nombres: FERRÉ VENTURA LUIS ARTURO

Profesión: ING. MECÁNICO ELECTRICISTA **CIP:** 85486

Especialidad: UNIDAD DE MANTENIMIENTO Y TRANSMISIÓN EN LA EMPRESA HIDROANSA S.A


Firma del experto

Ing. CIP. FERRÉ VENTURA LUIS ARTURO
ING. MECÁNICO ELECTRICISTA
Reg. Colegio de Ingenieros N° 85486

ITEM	CRITERIOS A EVALUAR						OBSERVACIONES
	PERTINENCIA		RELEVANCIA		CLARIDAD		
	SI	NO	SI	NO	SI	NO	
1	X		X		X		
ASPECTOS GENERALES					SI	NO	
EL INSTRUMENTO CONTIENE INSTRUCCIONES CLARAS Y PRECISAR PARA RESPONDER EL CUESTIONARIO.					X		
LOS ITEMS PERMITEN EL LOGRO DEL OBJETIVO DE LA INVESTIGACION.					X		
EL NUMERO DE ITEMS ES SUFICIENTE PARA RECOGER LA INFORMACION.					X		
VALIDEZ							
APLICABLE				X	NO APLICABLE		
APLICA ATENDIENDO A LAS OBSERVACIONES							

Pertinencia: El Ítem Corresponde Al Concepto Teórico Formulado De La Variable Y/O Dimensión.

Relevancia: El Ítem Es Apropiado Para Representar El Indicador De La Dimensión Y La Variable.

Claridad: Se Entiende Sin Dificultad El Enunciado Del Ítem, Es Conciso, Exacto Y Directo.

Comentarios y Recomendaciones:

Todo conforme.

Datos Generales Del Experto:

Apellidos y Nombres: ARBOLEDA JUAREZ LUIS ALBERTO

Profesión: ING MECANICO ELECTRICISTA.

CIP: 86093

Especialidad: LL.TI y SET'S POTENCIA
(LINEAS DE TRANSMISION
Y SUB ESTACIONES DE POTENCIA)

Luis Alberto Arboleda Juárez
ING. MECANICO ELECTRICISTA
C.I.P. 86093

Firma del experto

20: MATRIZ DE CONSISTENCIA

AUTORES:	CHERO NIZAMA WILSON HENRY - YACUPAICO CARUAJULCA JOHN EILER			
TÍTULO:	ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO PARA IMPLEMENTAR SISTEMA DE PROTECCIÓN CONTRA SOBRETENSIONES ATMOSFÉRICAS EN LÍNEA DE TRANSMISIÓN L-6689/60 kV SIHUAS – POMABAMBA, ANCASH			
PROBLEMA	OBJETIVOS	HIPÓTESIS	VARIABLES	METODOLOGÍA
FORMULACIÓN DEL PROBLEMA: ¿En qué medida el estudio de coordinación de aislamiento permitirá implementar un sistema de protección contra descargas atmosféricas en la Línea de transmisión L-6689/60 Kv Sihuas – Pomabamba, Ancash?	OBJETIVO GENERAL: Elaborar estudio de coordinación de Aislamiento para implementar un Sistema de Protección contra sobretensiones de origen atmosférico en la Línea de Transmisión L-6689/60 KV Sihuas – Pomabamba, Ancash. OBJETIVO ESPECÍFICOS: Diseño eléctrico de aislamiento contra descargas atmosféricas Medir la resistividad del terreno en las zonas identificadas. Medir la resistencia de puesta a tierra de todas las estructuras a lo largo de la línea de transmisión. Dimensionar y seleccionar el sistema de protección contra sobretensiones de origen atmosférico. Dimensionar sistema de puesta a tierra para descargas atmosféricas	El estudio de coordinación de aislamiento permitirá implementar un sistema de protección contra descargas atmosféricas en la Línea de transmisión L-6689/60 Kv Sihuas – Pomabamba, Ancash, disminuyendo las desconexiones e interrupciones de suministro.	Descargas atmosféricas eléctricas transitorias VARIABLE DEPENDIENTE: Variable dependiente 1 = Variable independiente 2: Sistema de protección contra sobretensiones atmosféricas Variable dependiente 2: <ul style="list-style-type: none"> Continuidad de suministro de energía eléctrica, kw-h/año Beneficio económico, soles/año 	1. TIPO DE INVESTIGACIÓN: Investigación Aplicada 2. NIVEL DE INVESTIGACIÓN: Descriptiva 4. DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN: Experimental – Pre Experimental 5. POBLACIÓN: Líneas de transmisión en alta tensión del Dpto. Ancash 6. MUESTRA: Línea de transmisión L-6689/60 kV Sihuas-Pomabamba Ancash 7. TÉCNICAS: Observación, encuesta, entrevista 8. INSTRUMENTOS: Hoja registro de datos, encuestas